



UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEO Y AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA DEL CAMPO FANNY 18B**

AUTORES:

SANDRA MARLENE CHUQUIN QUITO

EDISON JAVIER MURMINACHO CHIPANTASIG

Quito, Junio, 2013



UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR  
FACULTAD DE INGENIERIA EN GEOLOGIA, MINAS, PETROLEOS Y AMBIENTAL  
CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEOS

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE  
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL CAMPO  
FANNY 18B.”**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el Título de Ingeniero en Petróleos  
Grado Académico de Tercer Nivel

Autores:

SANDRA MARLENE CHUQUÍN QUITO  
EDISON JAVIER MURMINACHO CHIPANTASIG

Tutor:

ING. FERNANDO REYES

Quito, Junio, 2013

## INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Grado, presentado por la señorita **SANDRA MARLENE CHUQUIN QUITO** y el señor **EDISON JAVIER MURMINACHO CHIPANTASIG**, para optar por el Título o Grado de **INGENIERIO EN PETRÓLEOS**, cuyo título es: **“Optimización de la Producción de Crudos Pesados Mediante Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva en el Campo Fanny 18B”**, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito, a los 3 días del mes de Mayo del 2013.

  
.....  
Firma  
**Ing. Fernando Reyes**  
Cd. N° 1703315968.....



### APROBACIÓN DEL TRABAJO /TRIBUNAL

El Tribunal constituido por: Ing. Iván Bedoya, Ing. Patricio Izurieta e Ing. Nelson Suquilanda Duque.

### DECLARAN

Que la presente tesis de grado denominado: **"OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL CAMPO FANNY 18B"**, ha sido elaborada íntegramente por la señorita Sandra Marlene Chuquín Quito y el señor Edison Javier Murminacho Chipantasig, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

En la ciudad de Quito a los 6 días del mes de Junio del 2013.

f



**Ing. Iván Bedoya**

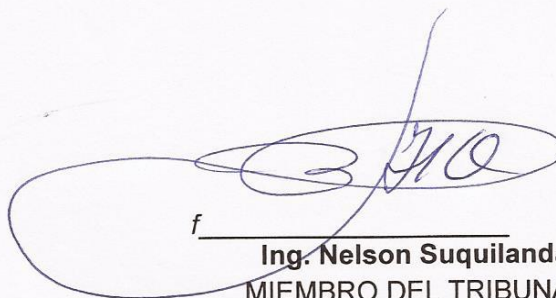
MIEMBRO DE TRIBUNAL DELEGADO  
POR EL SEÑOR SUBDECANO

f



**Ing. Patricio Izurieta**  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

f



**Ing. Nelson Suquilanda**  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL


### AUTORIZACION DE LA AUTORIA INTELECTUAL

Nosotros, SANDRA MARLENE CHUQUIN QUITO y EDISON JAVIER MURMINACHO CHIPANTASIG, en calidad de autores del trabajo la tesis realizada sobre: **“OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL CAMPO FANNY 18B”**, por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que nos pertenecen o de parte de los que contienen esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autores nos corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a nuestro favor, de conformidad con los establecido en los artículos 5, 6, 8,19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, 6 de Junio del 2013

f.   
Sandra Marlene Chuquín Quito  
Cd. N°:100286049-0

f.   
Edison Javier Murminacho Chipantasig  
Cd. N°:172188791-5

## DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a mis padres, pero de la manera más especial a mi madre querida Rosa quien me encaminó a seguir estudiando, a luchar, a pelear en la vida, a levantarme cuantas veces me caía, a nunca rendirme, quien con sus consejos, su cariño, su amor me ayudó a culminar una de mis metas, es por eso mamita linda te doy muchas gracias por lo que ahora he conseguido y de corazón mamita quiero decir Dios te pague por todo lo que hiciste en mí, gracias.*

*A mi hermano Holger, quien con sus palabras de aliento supo apoyarme en todos los momentos de mi vida.*

*A mi enamorado Edison, quien estuvo apoyando con su cariño y amor para que esto se haga realidad.*

*A mis amigos, quienes supieron estar presente en todas las circunstancias de la carrera.*

*Sandryta.*

## AGRADECIMIENTO

*Agradezco a Dios y a la Madre Santísima La Virgen María, por guiarme, por iluminarme y darme la sabiduría necesaria todo este tiempo de mi carrera y por sobre todo por llévame por el camino del bien.*

*A mis padres, Luis, Rosa y a mi hermano Holger que son la base fundamental en mi vida y a pesar de los problemas han sabido ser fuertes, valientes y unidos, gracias mi pequeña familia, los amo.*

*A todos mis profesores, quienes han contribuido inconmensurablemente en nuestra formación como ser humano y profesional.*

*A la ARCH, a los Ingenieros Edwin Plúas y Jonh Chugchilan, por ser aquellas personas que nos brindaron todo su apoyo para el desarrollo de la presente investigación.*

*Agradezco a la Universidad Central del Ecuador y en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, por haberme abierto sus puertas durante estos años y brindarme la oportunidad para desarrollarme como profesional y prepararme para enfrentar nuevos retos.*

*Sandryta*

## DEDICATORIA

*A mis queridos padres Josefina y Víctor, por haberme dado la vida, su amor, confianza y ser pilas tras en cada instante de mi vivir y formar en mí un hombre de bien, con principios, valores y humildad ante la sociedad. A mis hermanos Andrés y Fer, quienes con su apoyo y presencia han hecho de mí, una persona fuerte y luchadora ante las adversidades de la vida, alcanzando metas que sin su existencia no serían posible; y, confiado en que ellos alcanzarán mucho más.*

*A mi hermano Víctor, quien en su memoria dedico todo mi esfuerzo y metas alcanzadas y por alcanzar.*

*A mi complemento, Sandryta, quien con su amor y compañerismo me apoyo en los momentos buenos y malos de la carrera; a ella que sin duda, es un pilar fundamental para mis logros recientes y futuros.*

*A todos mis verdaderos amigos, quienes hemos caminado cuesta arriba en la carrera universitaria y uno a uno logramos alcanzar la cima; a todos por compartir conmigo la verdadera amistad.*

*Edison Javier*

## AGRADECIMIENTO

*Al ser divino que día a día me guió el paso a dar, a Dios todo poderoso por concederme de la vida, la luz de la sabiduría y bendecirme en el camino del bien.*

*A todos y cada uno de mis maestros, quienes impartieron en mí su conocimiento y experiencias.*

*A la ARCH, en especial a los Ingenieros Jonh Chugchilan, Darío López y Edwin Pluas por abrirme las puertas y haberme brindado toda su colaboración para el desarrollo de ésta investigación.*

*Y enormemente a mi gloriosa Universidad Central del Ecuador y en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, por abrirme las puertas a la sabiduría, ciencia y haber llenado en mí los principios, valores y sobre todo ciencia para ser un buen profesional con liderazgo y no doblegarme a futuros retos.*

*A todos quienes pusieron su granito de arena para construir en mí, esta gran cima llamada Ingeniería de Petróleos.*

*Edison Javier*

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA .....	iv
AGRADECIMIENTO .....	vi
LISTA DE FIGURAS .....	xvi
LISTA DE TABLAS .....	xviii
SIGLAS Y ABREVIATURAS.....	xxii
RESUMEN DOCUMENTAL .....	xxiv
DOCUMENTAL ABSTRACT .....	xxv
INTRODUCCION .....	xxvi
 CAPÍTULO I.....	 1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA.....	1
1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.4. HIPÓTESIS.....	2
1.5. OBJETIVOS .....	3
1.5.1. Objetivo General .....	3
1.5.2. Objetivos Específicos .....	3
1.6. JUSTIFICACIÓN.....	4
1.7. FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD .....	5
1.7.1. Factibilidad .....	5
1.7.2. Accesibilidad .....	5
 CAPÍTULO II.....	 6
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1. MARCO INSTITUCIONAL DE LA ARCH.....	6
2.2. MARCO LEGAL .....	6
2.3. MARCO ETICO.....	6
2.4. MARCO REFERENCIAL.....	7
2.4.1. Aspectos Generales del Bloque Tarapoa .....	7
a) Ubicación Geográfica del Campo Fanny 18B .....	7
b) Historia de exploración del bloque Tarapoa.....	8
2.4.2. Características Geológicas y Estratigráficas .....	9
a) Geología del Campo Fanny 18B.....	9

b) Estratigrafía y Litología de la Arena M-1 .....	10
2.4.3. Características Petrofísica del Campo Fanny-18B. ....	12
2.4.4. Propiedades de fluidos del Campo Fanny 18B. ....	12
2.4.4.1. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO PESADO. ....	12
2.4.4.2. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO EN EL CAMPO FANNY 18B. ....	13
2.4.4.3. CONDUCTA REOLÓGICA. ....	14
a) Esfuerzo de Corte o Cizalla ( $\tau$ ).....	15
b) Tasa de Corte o Cizalla ( $\gamma$ ) .....	15
c) Viscosidad ( $\mu$ ) .....	15
d) Tixotropía.....	15
e) Sustancia Viscoelástica .....	15
2.4.5. Reservas del Campo Fanny 18B. ....	20
2.4.5.1. INTRODUCCIÓN .....	20
2.4.5.2. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS Y POES .....	20
a) Método volumétrico.....	20
b) Método de balance de materiales. ....	21
c) Método de declinación. ....	21
2.4.5.3. CLASIFICACIÓN DE RESERVAS.....	22
a) Definiciones.....	22
b) Reservas Probadas (P1).....	22
c) Reservas Probables (P2).....	23
d) Reservas Posibles (P3) .....	23
e) Reservas Remanentes.....	23
2.4.5.4. RESERVAS DE PETRÓLEO ACTUAL DEL CAMPO FANNY 18B. ....	24
a) Petróleo Original en Sitio (POES) del Campo Fanny 18B.....	24
b) Reservas de Petróleo Remanentes del Campo Fanny 18B. ....	24
3.4.6. Mecanismos de Producción del Campo Fanny 18B.....	26
c) Tipos de mecanismos de producción del Campo Fanny 18B. ....	27
d) Estado actual de los pozos del campo Fanny.....	29
e) Producción Histórica del Campo Fanny 18B. ....	29
3.4.7. Tipos de levantamiento artificial del Campo Fanny 18B. ....	31
a) Pozos instalados con Bombas Electro-Sumergibles (BES) en la arena M-1.....	31
b) Pozos instalados con Bombas Electro-Sumergibles (BES) en la Basal Tena.- .....	31
c) Pozos instalados con Bombeo Hidraulico (BH). ....	32
d) Pozos instalados con Bombeo Electrosumergible de Cavity Progresiva (BESCP).- .....	32
3.4.8. Descripción y Fundamentos del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavity Progresiva (BESCP).....	33



2.4.8.1. INTRODUCCIÓN .....	33
2.4.8.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES .....	33
2.4.8.3. PRINCIPIO DE LA BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA. ....	34
2.4.8.4. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE Y FONDO .....	34
a) Descripción de cada equipo de superficie: .....	34
b) Descripción de cada equipo de fondo: .....	44
c) Diagrama del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (Anexo B-7). ....	60
2.4.8.5. RANGO Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BES Y BESCP. ....	61
2.4.8.6. BENEFICIOS DEL SISTEMA BESCP .....	61
2.4.8.7. LIMITACIONES DEL SISTEMA BESCP .....	62
2.4.8.8. CAMPO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA BESCP .....	62
 CAPITULO III .....	 63
 3. DISEÑO METODOLÓGICO .....	 63
3.1. TIPO DE ESTUDIO .....	63
3.2. UNIVERSO Y MUESTRA .....	63
3.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS .....	64
3.4. RECOLECCIÓN DE DATOS .....	64
3.5. TABULACIÓN DE DATOS Y ANALISIS E INTERPRETACION .....	65
a) Software, Oracle 9i .....	65
b) Software, SICOHI Fiel Manager. ....	66
c) Software, Oil Field Manager (OFM)- .....	66
d) Software, AutographPC <sup>TM</sup> .....	68
 CAPITULO IV .....	 69
 4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS .....	 69
4.1. Consideraciones técnicas y de selección para la instalación de BESCP`s en el campo Fanny 18B.....	69
4.1.1. Yacimientos del campo Fanny 18B saturados con petróleo pesado.....	70
a) Distribución estructural de campo Fanny 18B mediante modelamiento geológico 3D. ....	70
b) Distribución petrofísica del campo Fanny-18B mediante modelamiento estático 3D .....	73
c) Distribución de fluidos del Campo Fanny-18B mediante el modelo estático 3D.....	77
d) Distribución del Campo Fanny 18B mediante datos PVT.....	81
4.1.2. Pozos productores de crudo pesado del campo Fanny 18B .....	85
4.1.3. Arenamiento en el campo Fanny 18B .....	87

4.1.4. Pozos con GOR considerablemente alto.....	87
4.1.5. Pozos con bajas tasas de producción.....	97
4.1.6. Pozos con bajo potencial de producción IPR.....	101
4.2. Pozos instalados con Bombeo Electrosurgible de cavidad progresiva (BESCP) en el Campo Fanny-18B.....	102
4.2.1. Pozo Fanny 18B 44 - Yacimiento M-1: Completado con Bomba Electrosurgible de Cavidad Progresiva.....	102
4.2.1.1. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA COMPLETAR EL POZO FANNY 18B_44 CON EQUIPO BESCP. ....	103
a) Parámetros del yacimiento M-1 en el pozo Fanny-18B-44.....	103
b) Características de fluido del pozo Fanny-18B-44, Yacimiento M-1. (Análisis PVT). ....	103
c) Producción de sólidos del yacimiento M-1: Pozo Fanny-18B-44. ....	106
d) Tasa de producción del pozo Fanny-18B-44: Yacimiento M-1.....	106
e) IPR del pozo Fanny-18B-44: Yacimiento M-1.....	107
f) Producción de gas y GOR del pozo Fanny-18B-44: Yacimiento ..... 108	
g) Problemas operacionales del equipo BES instalado en el pozo Fanny-18B-44: M-1.....	109
4.2.1.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO FANNY 18B 44: WO # 3.....	110
4.2.2. Pozo Fanny 18B_96, Yacimiento M-1: Completado con Bomba Electrosurgible de Cavidad Progresiva.....	111
4.2.2.1. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA COMPLETAR EL POZO FANNY 18B_96 CON EQUIPO BESCP .....	111
a) Corte estructural del pozo Fanny-18B-96, Yacimiento M-1.....	112
b) Problemas operacionales del equipo BESCP instalado en el pozo Fanny 18B_96: M-1.....	112
c) Características de fluido del pozo Fanny 18B_96 Yacimiento M-1. (Análisis PVT).....	112
4.2.2.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO FANNY 18B-96: WO # 1.....	114
4.2.3. Pozo Fanny 18B_114HST1, Yacimiento M-1: Completado con Bomba Electrosurgible de Cavidad Progresiva.....	114
4.2.3.1. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA COMPLETAR EL POZO FANNY 18B-114HST1 CON EQUIPO BESCP.....	114
a) Corte estructural del pozo Fanny-18B-114HST1, Yacimiento M-1.....	115
b) Evaluación de producción del Yacimiento M-1: Pozo Fanny 18B_114 HST1.....	115
4.2.3.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO FANNY 18B-114HST1: WO # 2. ....	117
4.2. Diseño de la Bomba Electrosurgible de Cavidad Progresiva (BESCP) instalados del Campo Fanny 18B. ....	117
4.2.1. Tasa de producción requerida .....	117
4.2.2. Capacidad mínima de presión requerida.....	118

4.2.3. Diseño de la Bomba ESCP del pozo Fanny 18B-44 instalado en el Campo Fanny 18B.....	119
4.2.4. Diseño del pozo Fanny 18B – 96, instalado en el Campo Fanny-18B.....	125
4.2.5. Diseño del pozo Fanny 18B–114 HST1, instalado en el Campo Fanny.....	131
 CAPITULO V .....	 137
 5. ANALISIS TECNICO – ECONOMICO .....	 137
5.1.1. Análisis Técnico del sistema Electrosumergible de cavidad progresiva instala en el campo Fanny 18B. ....	137
5.1.1.1. ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO FANNY 18B 44. ....	137
a) Análisis del Desempeño Operacional de la Bomba BSCP instalada en el pozo Fanny 18B 44: Yacimiento M-1.....	138
b) Análisis de la producción histórica de fluidos del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1. ....	142
c) Análisis del petróleo acumulado recuperado con equipo BES Y BSCP del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1.....	149
d) Análisis y estimación de reservas de petróleo del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1. ....	150
e) Análisis de las condiciones operativas actuales de la bomba BSCP del pozo Fanny 18B-44: M1.....	152
5.1.1.2. ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO FANNY 18B 96. ....	154
a) Análisis del Desempeño Operacional de la Bomba BSCP instalada en el pozo Fanny 18B 96: Yacimiento M-1.....	155
b) Análisis de la producción histórica de fluidos del pozo Fanny 18B 96, Yacimiento M-1. ....	157
c) Análisis del petróleo acumulado recuperado con equipo BSCP del pozo Fanny 18B 96, Yacimiento M-1.....	159
d) Análisis y estimación de reservas de petróleo del pozo Fanny 18B 96, Yacimiento M-1. ....	160
e) Análisis de las condiciones operativas actuales de la bomba BSCP del pozo Fanny 18B_96:M1	163
5.1.1.3. ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO FANNY 18B 114HST1. ....	166
a) Análisis del Desempeño Operacional de la Bomba BSCP instalada en el pozo Fanny 18B 114HST1: Yacimiento M-1.....	166
b) Análisis de la producción histórica de fluidos del pozo Fanny 18B-114HST1, Yacimiento M-1.	167
c) Análisis del petróleo acumulado recuperado con equipo BSCP del pozo Fanny 18B 114HST1, Yacimiento M-1.....	169
d) Análisis y estimación de reservas de petróleo del pozo Fanny 18B 114HST1, Yacimiento M-1.	170
e) Análisis de las condiciones operativas actuales de la bomba BSCP del pozo Fanny 18B_114HST1:M1.....	172
5.2. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO.....	177

5.2.1. Introducción .....	177
5.2.2. Inversiones .....	177
5.2.3. Ingresos .....	178
5.2.4. Costos .....	178
5.2.5. Tiempo de recuperación de la inversión .....	179
5.2.6. Resultados del análisis económico de los pozos en estudio del Campo Fanny 18B en el PAD 100 .....	180
a) Pozo Fanny 18B-44 .....	180
b) Pozo Fanny 18B-96 .....	181
c) Pozo Fanny 18B_114HST1 .....	182
5.3. ANALISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA BES Y BSCP .....	184
5.3.1. Análisis comparativo entre el sistema BES y BESP instalado en el campo Fanny 18B (PAD 100). .....	184
a) Equipos de fondo del sistema BES y BSCP .....	184
b) Run life del sistema BES y BSCP del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1 .....	185
c) Petróleo Acumulado con el sistema BES y BSCP del Pozo Fanny 18B-44:M1 .....	186
5.3.2. Análisis comparativo de las inversiones realizadas con la BES y BSCP. ....	187
CAPITULO VI .....	189
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	189
6.1. Conclusiones .....	189
6.2. Recomendaciones .....	192
CAPITULO VII .....	193
7. BIBLIOGRAFIA Y WEBGRAFIA .....	193
7.1. BIBLIOGRAFIA CITADA: .....	193
7.2. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA: .....	194
7.3. WEBGRAFÍA: .....	194
CAPITULO VIII .....	196
ANEXOS .....	196
ANEXO A-1: GLOSARIO TÉCNICO. ....	196
ANEXO B-1: Historial de Producción de Petróleo, Agua, Gas y BSW del Campo Fanny 18B. ...	199

ANEXO B-2: Sistema de levantamiento artificial (BES) instalados en el CamFanny-18B, Arena M-1 (Nov-2012) .....	200
ANEXO B-3: Sistema de levantamiento artificial (BES) instalados en el Campo Fanny 18B, Arena U inferior (Nov-2012). .....	201
ANEXO B-4: Cabezal de sistema BESCP .....	202
ANEXO B-5: Especificaciones y Diámetros del Cable del sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES).....	203
ANEXO B-6: Especificaciones de las Bombas De Cavidad Progresiva .....	204
ANEXO B-7: Diagrama del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva .....	205
ANEXO C-1: Distribución de reservorios del Campo Fanny 18B (Zona M-1) .....	206
ANEXO C-2: Distribución del contacto agua petróleo (OWC) del Campo Fanny 18B mediante el modelo estático .....	207
ANEXO C-3: Distribución del petróleo por su grado API: Yacimiento M-1, Campo Fanny 18B. 208	
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano .....	208
ANEXO C-4: Mapa estructural al tope M-1: CAMPO FANNY 18B .....	209
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano .....	209
ANEXO D-1: Diagrama de Completación del pozo: F18B-44: WO#3 .....	210
ANEXO D-2: Corte Estructural Fanny 18B-96: Yacimiento “M-1”.....	211
ANEXO D-3: Diagrama de Completación del pozo: F18B-96: WO#1 .....	212
ANEXO D-4: Corte Estructural Fanny 18B-114HST1: Yacimiento “M-1” .....	213
ANEXO D-5: Prueba Build-Up, Pozo Fanny 18B-114HST1-Yacimiento M-1.....	214
ANEXO D-6: Prueba Build-Up, Pozo Fanny 18B-114HST1-Yacimiento M-1.....	215
ANEXO D-7: Curva Tipo y La Derivada .....	216
ANEXO D-8: Diagrama de Completación del pozo: F18B-114HST1: WO#2.....	217
ANEXO E-1: Análisis de sensibilidades: Bomba 130-D-3600, Fanny 18B_44.....	218
ANEXO E-2: Análisis de sensibilidades: Bomba 130-D-3600, Fanny 18B-96. ....	219
ANEXO E-3: Análisis de sensibilidades: Bomba 200-D-2600 _ Fanny 18B-114HST1.. ....	220
ANEXO F-1: Análisis Económico: Flujo de Caja para el pozo Fanny 18B_44.....	221
ANEXO F-2: Análisis Económico: Flujo de Caja para el pozo Fanny 18B_96.....	222
ANEXO F-3: Análisis Económico: Flujo de Caja para el pozo Fanny 18B_114HST1.....	223
ANEXO G-1:.....	224
(CURRICULUM VITAE).....	224
SANDRA MARLENE CHUQUIN QUITO.....	224
EDISON JAVIER MURMINACHO CHIPANTASIG.....	227

## LISTA DE FIGURAS

Figura N°1. –Localización del Bloque Tarapoa .....	7
Figura N°2. – Localización del Campo Fanny 18B del Bloque Tarapoa.....	8
Figura N°3.- Columna Estratigráfica Cuenca Oriente. ....	10
Figura N°4.- Descripción Litológica de las formaciones de la Cuenca Oriente .....	11
Figura N°5.- Relación de Viscosidad – Temperatura en Crudos Pesados .....	13
Figura N°6.- Elemento Fluido Sometido a Deformación.....	14
Figura N°7.- Tensión de corte y viscosidad del fluido vs Tasa de corte.....	16
Figura N°8.- Tensión de corte y viscosidad de fluido vs Tasa de corte .....	17
Figura N°9.- Comportamiento del Fluido Pseudoplástico (Petróleo - Agua).....	18
Figura N°10.- Comportamiento del fluido Pseudoplástico (Petróleo - agua).....	19
Figura N°11.-Representación gráfica de la clasificación de Reservas:P-1, P-2, P-3. ....	23
Figura N°12.- Presión de Reservorio vs Tiempo, Campo Fanny 18B. ....	28
Figura N°13.- Cabezal de descarga direccional BES, 13 3/8" x 9 5/8" x 3 1/2" .....	35
Figura N°14.- Variador (Impulsador de velocidad variable): ELECTROSPEED 3 VSD.....	36
Figura N°15.- Caja de Venteo. ....	38
Figura N°16.- Conjunto de transformadores .....	39
Figura N°17.- Tipos de Cables del Sistema BES.....	42
Figura N°18.- Cable plano #2 C/CAP 3/8". ....	43
Figura N°19.- Operación de la Bomba de Cavidad Progresiva .....	45
Figura N°20.- Geometría de la Bomba de Cavidad Progresiva.....	45
Figura N°21.- Geometría de la Bomba de Cavidad Progresiva. ....	46
Figura N°22.-Diagrama del Rotor .....	48
Figura N°23.-Diagrama del Estator. ....	48
Figura N°24.- Selección de elastómeros en base a la temperatura y el grado API. ....	54
Figura N°25.- Selección de elastómeros en base a su resistencia a Diversos factores....	54
Figura N°26.- Conjunto de eje flexible (FSA) .....	55
Figura N°27.- Sello con 3 cámaras de sistema doble bolsa. ....	56
Figura N°28.- Mecanismo Reductor (GRU).....	56
Figura N°29.- Diagrama del motor eléctrico.....	59
Figura N°30.- Sistema De Bombeo Electrosumergible De Cavidad Progresiva .....	60
Figura N°31.- Modelo 3D, Seudo-Falla.....	71
Figura N°32.- Mapa estructural al tope de la Arena M-1.....	72
Figura N°33.- Distribución de porosidades de la Arena M-1, Campo Fanny 18B. ....	73
Figura N°34.- Distribución de permeabilidades de la Arena M-1, Campo Fanny 18B.....	74
Figura N°35.- Modelo 3D; Distribución del Campo Fanny 18B, Arena M-1 .....	75

Figura N°36.- Distribución del WOC por regiones litológicas .....	76
Figura N°37.- Contacto agua petróleo del Campo Fanny 18B, Arena M-1 .....	77
Figura N°38.- Factor volumétrico del Campo Fanny 18B a la Arena M-1 .....	78
Figura N°39.- Distribución de la saturación de agua del Campo Fanny 18B, Arena M-1 .....	79
Figura N°40.- Distribución del Grado API del petróleo, Yacimiento M-1 .....	80
Figura N°41.- Mapa estructural de la zona saturada de crudo pesado, Campo Fanny 18B: Yacimiento M-1 .....	86
Figura N°42.- Factor volumétrico del petróleo: pozo Fanny 18B-44:M1 .....	105
Figura N°43.- Viscosidad del petróleo: pozo F18B-44:M1 .....	106
Figura N°44.- Desgaste de los engranajes de la caja reductora: -Pozo Fanny18B-44.....	141
Figura N°46.-Comparacion de los equipos del sistema BES Y BESCP .....	185

## LISTA DE TABLAS

Tabla N°1.- Resultados de Perforación y Evaluación Campo Fanny y Fanny 18B.....	9
Tabla N°2.- Características Petrofísicas promedio del Campo Fanny 18B.....	12
Tabla N°3.- Clasificación de crudos según las Normas API. ....	13
Tabla N°4.- Propiedades de los fluidos del Campo Fanny 18B. ....	14
Tabla N° 5.- POES al 31-Dic-2011, Campo Fanny 18B. ....	24
Tabla N°6.- Resumen de reservas de petróleo del Campo Fanny al 31 de diciembre del 2011. ....	25
Tabla N° 7.- Resumen Estado Actual de los Pozos (Noviembre 2012). ....	29
Tabla N° 8.- Producción Del Campo Fanny 18B (Diciembre 2011) .....	29
Tabla N°9.- Producción Del Campo Fanny 18B (Diciembre 2011) .....	30
Tabla N° 10.- Sistema de levantamiento artificial (BES) instalados en el .....	32
Campo Fanny 18B, Arena Basal Tena (Nov-2012). ....	32
Tabla N°11.- Sistema de levantamiento (BH) instalados en el.....	32
Campo Fanny 18B (Nov-2012). ....	32
Tabla N°12.- Sistema de levantamiento (BESCP) instalados en el .....	33
Campo Fanny 18B (Nov-2012). ....	33
Tabla N°13.-Características y Beneficios Variador de velocidad ELECTROSPEED 3.....	37
Tabla N°14.-Especificaciones del Variador ELECTROSPEED 3.....	38
Tabla N°15.- Tipos de Cables del Sistema BES .....	41
Tabla N°16.- Especificaciones de la Bomba serie “D”. ....	47
Tabla N°17.- Limitaciones de los Elastómeros. ....	52
Tabla N°18.- Primera función del mecanismo reductor .....	57
Tabla N°19.- Segunda función del mecanismo reductor.....	57
Tabla N°20.- Especificación técnica del Mecanismo Reductor. ....	58
Tabla N°21.- Características de operación del sistema BES y BESCP .....	61
Tabla N° 22.- Campo de Aplicación de las BESCP. ....	62
Tabla N°23.- Propiedades de los fluidos del Campo Fanny 18B .....	81
Tabla N°24.- Producción de arena: Yacimiento M-1, Campo Fanny 18B. ....	87
Tabla N°25.- Pozos completados con Bombas Electrosumergibles de Cavidad Progresiva (BESCP) en el campo Fanny 18B.....	102
Tabla N°26.- Fracción en peso y mol del fluido del pozo F18B-44:M1 .....	104
Tabla N°27.- Grado API del fluido del pozo F18B-44:M1 .....	105
Tabla N°28.- Prueba de pozo: F18B-44:M1 @ 06/2006.....	107
Tabla N°29.- Prueba de pozo: Fanny 18B_96: M1 @ 06/2011 .....	112
Tabla N°30.- Prueba de pozo: Fanny 18B_114HST1: M1 @ 05/2011 .....	116
Tabla N°31.- Valores Calculados para la gráfica del IPR. ....	120



Tabla N°32.- Valores Calculados para la gráfica del IPR. ....	127
Tabla N°33.- Valores Calculados para la gráfica del IPR. ....	132
Tabla N°34.- Producción histórica promedia mensual del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1 (Corrida #2) .....	142
Tabla N°35.- Producción histórica promedia mensual del pozo Fanny 18B 44: Yacimiento M-1 (Corrida #3) .....	144
Tabla N°36.- Producción histórica mensual del pozo Fanny 18B-44: (Corrida #4) .....	146
Tabla N°37.- Producción histórica promedia del pozo Fanny 18B-44.....	158
Tabla N°38.- Producción histórica mensual del pozo Fanny 18B-114HST1: M-1.....	168
Tabla N°39.-Petroleo pesado acumulado total del Campo Fanny 18B,PAD-100.....	175
Tabla N°40.- Costos estimativos para la completación BSCP .....	179
Tabla N°41.- Tiempo de Recuperación de la Inversión en la BSCP. ....	181
Tabla N°42.- Tiempo de Recuperación de la Inversión en la BSCP .....	182
Tabla N°43.-Tiempo de Recuperación de la Inversión en la BSCP .....	183
Tabla N°44.- Producción histórica promedia mensual del pozo Fanny 18B-114HST1: Yacimiento M-1 .....	186
Tabla N°45.- Tiempo de Recuperación de la Inversión en la BES.....	187

## LISTA DE GRAFICOS

Gráfico N°1.- Reservas Yacimientos UI y M-1 del Campo Fanny 18B. ....	26
Gráfico N°2.- Producción Acumulada de los Yacimientos U Inferior y M-1 del Campo Fanny 18B.....	30
Grafico N° 3.- Producción Acumulada de los Yacimientos M-1 y U Inferior del Campo Fanny 18B.....	31
Gráfico N°4.- Factor volumétrico del Petróleo vs Presión del Pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1.....	82
Gráfico N°5.- Viscosidad del petróleo de la arena M-1 vs Presión .....	83
Gráfico N°6.- Viscosidad del petróleo vs Presión del PozoFanny 18B-44: Yacimiento M-1 .....	84
Gráfico N°7.- Viscosidad del petróleo de la Arena M-1 vs Presión .....	84
Gráfico N°8.- Viscosidad del petróleo vs Presión del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1. ....	85
Gráfico N°9.- Historial de producción de Gas y GOR del Pad-100, Campo Fanny 18B.....	90
Gráfico N°10.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-100H: Yacimiento M-1.....	91
Gráfico N°11.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-114HST1: Yacimiento M-1.....	92
Gráfico N°12.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1.	93
Gráfico N°13.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-96: Yacimiento M-1.	94
Gráfico N°14.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-98: Yacimiento M-1.	95
Gráfico N°15.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-99: Yacimiento M-1.	96
Gráfico N°16.- Historial de producción de Petróleo, Agua y BSW del PAD-100: Yacimiento M-1.	99
Gráfico N°17.- Historial de producción de Petróleo de los pozos del PAD-100: Yacimiento M-1.	100
Gráfico N°18.- Inflow performance Relationship, Pozos del PAD-100.....	101
Gráfico N°19: Curva IPR: F18B-44:M1 @ 06/2006 .....	108
Gráfico N°20.- Historial de producción del GOR, Gas y Petróleo-Pozo Fanny 18B-44.....	109
Gráfico N°21.- Producción de petróleo (bbl) vs tiempo, Corrida N°.1-Pozo Fanny 18B-44. ....	110
Gráfico N°22.- Inflow Performance Relationship (IPR), Pozo Fanny18B-96.....	113
Gráfico N°23.- Curva del Inflow Performance Pozo Fanny 18B-44 .....	121
Gráfico N°24.- Curva del Inflow Performance Pozo Fanny 18B-96. ....	127
Gráfico N°25.- Curva del Inflow Performance Pozo Fanny 18B-114 HST1 .....	133
Gráfico N°26.- Producción y BSW vs tiempo (Análisis de Run Life del equipo BESCP.) .....	139
Gráfico N°27.- Producción histórica del pozo Fanny 18B-44: (Corrida #2).....	143
Gráfico N°28.- Producción histórica del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1 (Corrida #3).....	145
Gráfico N°29.- Producción histórica del pozo Fanny 18B-44: (Corrida #4).....	147
Gráfico N°30.- Historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1 .....	148

Gráfico N°31.- Producción acumulada del pozo Fanny 18B-44:.....	149
Yacimiento M-1.....	149
Gráfico N°32.- Reservas remanentes de petróleo - Fanny 18B-44: Yacimiento M-1 .....	150
Gráfico N°33.- Reservas remanentes de petróleo - Fanny 18B-44: Yacimiento M-1 .....	151
Gráfico N°34.- Reservas remanentes de petróleo - Fanny 18B-44: Yacimiento M-1 .....	151
Gráfico N°35.- Curva característica de la Bomba 130-D-3600-LIFTEQ (375 SERIES)- AutographPC™: .....	153
Gráfico N°36.- Curva de velocidades, Bomba 130-D-3600 _ Fanny 18B-44 .....	154
Gráfico N°37.- Producción y BSW vs tiempo .....	156
Gráfico N°38.- Producción histórica diaria del pozo Fanny 18B-46: Yacimiento M-1 .....	159
Gráfico N°39.- Producción acumulada del pozo Fanny 18B-96: Yacimiento M-1 .....	160
Gráfico N°40.- Reservas remanentes - Fanny 18B-96: Yacimiento M-1 .....	161
Gráfico N°42.- Reservas remanentes - Fanny 18B-96: Yacimiento M-1 .....	162
Gráfico N°43.- Curva característica de la Bomba 130-D-3600-LIFTEQ (375 SERIES)- AutographPC™: .....	164
Grafico N°44.- Curva de velocidades, Bomba 130-D-3600 _ Fanny 18B-96 .....	165
Gráfico N°45.- Producción y BSW vs tiempo (Análisis de Run Life).....	167
Gráfico N°46.- Producción histórica del pozo Fanny 18B-114HST1: M-1 .....	169
Gráfico N°47.- Producción acumulada del pozo Fanny 18B-114: M-1 .....	170
Gráfico N°48.- Reservas remanentes - Fanny 18B-114HST1: Yacimiento M-1.....	171
Gráfico N°49.- Reservas remanentes - Fanny 18B-114H: Yacimiento M-1 .....	171
Gráfico N°50.- Curva característica de la Bomba 200-D-2600-LIFTEQ (375 SERIES)- AutographPC™: .....	173
Gráfico N°51.- Curva de velocidades, Bomba 200D-2600, Fanny 18B-114HST1. ....	174
Gráfico N°52.-Petróleo pesado acumulado total del Campo Fanny 18B, PAD-100.....	176
Grafico N°53.- Inversiones vs Tiempo para el pozo Fanny 18B-44.....	180
Grafico N°54.- Inversiones vs Tiempo para el pozo Fanny 18B-96.....	182
Grafico N°55.- Inversiones vs Tiempo para el pozo Fanny 18B-114HST1.....	183
Gráfico N°56.- Representación de la recuperación de los sistemas de levantamiento artificial (BES-BESCP).....	186
Gráfico N°57.- Petróleo Acumulado con los dos Sistemas de Levantamiento Artificial (BES- BESCP .....	187
Gráfico N°58.- Inversión vs Tiempo con la BES y BESCP.....	188

## SIGLAS Y ABREVIATURAS

<b><math>\Delta N_p</math>:</b>	Petróleo producido acumulado en un tiempo t, (BF)
<b>a:</b>	Declinación exponencial anual de producción (%/tiempo).
<b>API:</b>	American Petroleum Institute
<b>ARCH:</b>	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
<b>BES:</b>	Bombeo Electrosumergible
<b>BESCP:</b>	Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva
<b>BFPD:</b>	Barriles de Fluido por Día.
<b>BH:</b>	Bombeo Hidráulico
<b>BN:</b>	Barriles Normales o Barriles Estándar
<b>Boi:</b>	Factor volumétrico inicial del petróleo, (BN/BY)
<b>BPPD:</b>	Barriles de Petróleo por Día.
<b>BSW:</b>	Sedimentos Básicos y agua.
<b>BWPD:</b>	Barriles de agua por día
<b>BY:</b>	Barriles de Yacimiento
<b>g/cc:</b>	Gramos por centímetro cubico.
<b>GCS:</b>	Sistema de Control Grafico
<b>GRU:</b>	Gear Reducer Unit
<b>Hf:</b>	Espesor de la formación
<b>Ho:</b>	Espesor Neto de petróleo
<b>IP:</b>	Inflow Performance (Índice de Productividad)
<b>K:</b>	Permeabilidad
<b>md:</b>	Milidarcy
<b>MD:</b>	Profundidad Medida.
<b>Ø:</b>	Porosidad
<b>P1:</b>	Reservas probadas
<b>P2:</b>	Reservas probables

<b>P3:</b>	Reservas probables
<b>PCP:</b>	Bombeo de Cavidad Progresiva
<b>POES:</b>	Petróleo Original in Situ.
<b>ppm:</b>	Partes por millón
<b>PTB:</b>	Producción de arena (lb/1000 Bls).
<b>Pwf:</b>	Presión de fondo fluyente
<b>Rp (GOR):</b>	Relación de gas libre por cada barril de petróleo.
<b>rpm:</b>	Revoluciones Por Minuto
<b>Rs:</b>	Relación de solubilidad al tiempo t
<b>SST:</b>	Arena (sandstone)
<b>Sw:</b>	Saturación de agua
<b>TVD:</b>	Profundidad vertical verdadera
<b>VSD:</b>	Variador de velocidad (Variable Speed Drive)

## RESUMEN DOCUMENTAL

**Tesis sobre:** Ingeniería de Producción y Reservorios, dirigida al análisis técnico operacional del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados. **OBJETIVO GENERAL:** Optimizar la producción de crudos pesados en el Campo Fanny 18B mediante el Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP). **PROBLEMA:** Análisis Técnico-Económico y operacional del sistema BESCP al producir crudos pesados de 13.5 ° API. **HIPÓTESIS:** Es posible optimizar la producción de crudo pesado de 13.5 ° API con producción de arena del Campo Fanny 18B, mediante el Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP). **MARCO REFERENCIAL:** El proyecto se desarrolla en la cuenca oriental del distrito amazónico ecuatoriano, Provincia de Sucumbíos. **MARCO TEÓRICO:** Ubicación del Bloque Tarapoa, descripción geológica del campo, reservorios productores, propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, registros eléctricos, facilidades de producción, métodos de extracción de petróleo, trabajos de reacondicionamiento. **MARCO METODOLÓGICO:** Análisis de pozos con la recopilación de: historiales de producción mediante OFM, historiales de reacondicionamiento, registros eléctricos, análisis PVT, pruebas de presión, índice de productividad y estado de la última completación. Identificación de zonas saturadas con crudo pesado mediante el modelamiento 3D, caracterización geológica, petrofísica y de fluidos, análisis y criterios técnicos para implementar el sistema BESCP, selección de pozos para el estudio, análisis técnico, análisis económico, análisis del desempeño operacional y eficiencia de la BESCP. **CONCLUSIÓN GENERAL:** El método de Levantamiento Artificial por Cavidades Progresivas con Motor Eléctrico de Fondo (BESCP) es eficiente en pozos que produzcan tasas bajas de producción, con producción considerable de finos, alto GOR, bajo índice de productividad y crudo pesado de 13.5 ° API; y, su desempeño operacional fue más eficaz que el sistema BES en la producción de crudos pesados con producción de finos (Pozo Fanny 18B 44) ;y, es un sistema de bajo costo de inversión e igual al costo de un sistema BES que se recuperó en promedio de 90 días. **RECOMENDACIÓN GENERAL:** Implementar el sistema BESCP en los pozos del oriente ecuatoriano con baja productividad, tasas bajas de producción, producción de arena, alto GOR y crudo pesado, en vista que es un sistema eficiente por su vida de operación (Run life) y producción de petróleo de forma rentable debido a los bajos costos de inversión inicial y recuperación de la inversión en aproximadamente 90 días.

### DESCRIPTORES:

BLOQUE TARAPOA - LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS CON MOTOR ELÉCTRICO DE FONDO

ANÁLISIS TÉCNICO

ANÁLISIS OPERACIONAL

ANÁLISIS ECONÓMICO

### CATEGORÍAS TEMÁTICAS:

< CP-INGENIERÍA EN PETRÓLEOS >

< CP-INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN >

< CS-LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL >

< OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN >

## DOCUMENTAL ABSTRACT

**Thesis about:** Production and Reservoir Engineering, addressed to the operational technical analysis artificial lift system for heavy oil. **GENERAL OBJETIVE:** Optimize the production of heavy oil in the “Campo Fanny 18B” through Electrosumergible Progressing Cavity Pump System (ESPCP). **PROBLEM:** Technical Analysis-Economic and operational system to produce heavy crude (BESCP) of 13.5 ° API. **HYPOTHESIS:** It is possible to optimize heavy oil production of 13.5 ° API with sand production by Electrosumergible Progressing Cavity Pump System (ESPCP). **REFERENCE FRAMEWORK:** The Project develops in the Amazon Region, in the Sucumbios’s Province. Theoretical Framework: Location of Block Tarapoa, geological description of the field, producing reservoirs, petrophysical properties, fluid properties, electric logs, production facilities, oil extraction methods, **METHODOLOGICAL FRAMEWORK:** Analysis of wells with the summary of: production Histories (OFM), workover Histories, electrical records, pressure test, productivity index and the final completion status. Identification of areas saturated with heavy oil using 3D modeling, geological characterization, petrophysical and fluids, analysis and technical criteria to implement the system BESCP, wells selected for study, technical analysis, economic analysis, analysis of performance and efficiency of the (BESCP). **GENERAL CONCLUSION:** Artificial Lift Method for Progressive Cavity with Bottom Electric Motor (BESCP) is efficient in wells that produce low rates of production, with considerable production of sand, high GOR, low productivity index, heavy oil of 13.5 ° API and, operating performance was more effective than the BES system in heavy oil production with production of sand (Well Fanny 18B 44), and is a low-cost investment and equal to the cost of a BES that recovered an average of 90 days. **GENERAL RECOMMENDATION:** Implement the system BESCP in eastern Ecuador wells with low productivity, low rates of production, sand production, high GOR, and heavy oil, given that it is an efficient system for its operating life (life Run) Petroleum Production and profitably because of low initial investment costs and payback in approximately 90 days.

### DESCRIPTIVE KEYWORDS:

TARAPOA BLOCK - ARTIFICIAL LIFT  
 PROGRESSIVE CAVITY PUMP  
 TECHNICAL ANALYSIS  
 OPERATIONAL ANALYSIS  
 ECONOMIC ANALYSIS

### SUBJECT CATEGORIES:

<CP-PETROLEUM ENGINEERING>  
 <CP-PRODUCTION ENGINEERING>  
 <CS-ARTIFICIAL LIFT>  
 <OPTIMIZATION OF PRODUCTION>

## INTRODUCCION

El petróleo es una de las fuentes de desarrollo económico más importante para un país, por ello es necesaria la explotación debido a la alta demanda de energía y consumo.

El Ecuador es un país productor de petróleo que ve la necesidad de optimizar la producción tanto en crudos livianos como en crudos pesados, por esta razón el estudio de nuevas tecnologías con el fin de mantener o incrementar la producción de petróleo.

La bomba de cavidad progresiva con motor eléctrico de fondo es un nuevo sistema de levantamiento artificial, que ofrece un mayor rendimiento en la producción de crudos pesados, de forma que la bomba internamente comunica el rotor con el estator, dando lugar a un desplazamiento positivo mediante un movimiento excéntrico desde el fondo hacia la superficie. Además este sistema opera con un alto GOR, alta producción de arena y baja productividad de petróleo.

El Campo Fanny 18B es operado por la compañía Andes Petroleum, desde 1997, su producción diaria es alrededor de 17000 BOPD, siendo M-1 y U Inferior los reservorio más importantes, con 20 ° API en promedio y una región estructural al Sur-Este del Campo Fanny 18B saturada de crudo de 13.5 ° API en promedio, el presente estudio va dirigido a optimizar la producción de crudos pesados y a continuación se detalla el desarrollo de cada uno de los capítulos.

En el Capítulo I se plantea y se delimita el problema, desarrolla la hipótesis, el objetivo general y los específicos, la justificación, la factibilidad y la accesibilidad.

En el Capítulo II se indica el marco legal, el marco ético, el marco institucional de la empresa quien proporciona la información necesaria para la realización del presente estudio y el marco referencial proporciona una descripción detallada de las generalidades del Campo Fanny 18B y los fundamentos del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva.

En el capítulo III, se realiza el diseño metodológico, estableciendo el tipo de estudio, el universo y muestra, los métodos y técnicas, la recolección de datos y por último análisis e interpretación de datos. Aquí se determina las procesos en los cuales serán utilizados para ejecutar este proyecto.

En el Capítulo IV, se desarrolla el análisis e interpretación de datos, los cuales son colocados según el orden de los objetivos y son tabulados en gráficos y tablas.



En el Capítulo V, se desarrolla el análisis técnico-económico dando un enfoque a la operación de la bomba y a la rentabilidad de la misma.

En el Capítulo VI, se presentan las conclusiones y recomendaciones después del desarrollo del proyecto de tesis, las cuales hacen referencia a los 3 pozos seleccionados como muestra.

En el Capítulo VII, se detallan las fuentes bibliográficas, la bibliografía citada y la webgrafía, que sustentaran el trabajo de tesis.

En el Capítulo VIII, por último se tiene la sección de anexos donde constan todos los procedimientos, matrices y materiales adicionales para el desarrollo de trabajo de grado, aportando así mayor sustento a la investigación.



## **CAPÍTULO I**

### **1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA**

¿Cómo el Bombeo Electrosumergible de Cavity Progresiva para crudos pesados optimiza la producción?

#### **1.2. ENUNCIADO DEL TEMA**

Optimización De La Producción De Crudos Pesados Mediante Bombeo Electrosumergible De Cavity Progresiva En El Campo Fanny 18B.

#### **1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

La industria del petróleo en las últimas décadas ha puesto interés en la explotación de crudo pesado, recurso que a su vez representa al 40%<sup>1</sup> de las reservas mundiales de petróleo, dando lugar así a la investigación y al desarrollo de nuevas tecnologías que permitan optimizar la producción en todas sus etapas, procesos que técnicamente años atrás no fueron rentables debido a los altos costos de inversión y condiciones poco favorables para su extracción.

Hoy en día en nuestro país se ha implementado tecnologías para producir petróleo liviano y semipesado, mediante diversos sistemas de levantamiento artificial como: Bombeo Electrosumergibles (BES), Bombeo Hidráulicos (BH), Bombeo Mecánicos (BM) y el petróleo pesado principalmente mediante los sistemas de Bombeo de Cavity Progresiva con motor eléctrico en superficie (PCP) y motor eléctrico de fondo (ESPCP/ BESCP).

---

<sup>1</sup> Importancia del Petróleo Pesado; Pág. 38; Acceso: Nov-2012;  
[www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish06/aut06/heavy\\_oil.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf).

El Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva con motor eléctrico de fondo conocido también como Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP/ BESCP) es una nueva tecnología instalada por primera vez en el país en el Campo Fanny 18B del Bloque Tarapoa, con la finalidad de producir crudos pesados con producción de arena del yacimiento M-1, por tal motivo se requiere un análisis técnico-económico de su operación y desempeño, logrando así optimizar la producción mediante la correcta selección y diseño de este sistema de levantamiento artificial.

#### **1.4. HIPÓTESIS**

El estudio técnico del sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva instalado en el campo Fanny 18B permitirá su solución y diseño.

## **1.5. OBJETIVOS**

### **1.5.1. Objetivo General**

Optimizar la producción de crudos pesados en el Campo Fanny 18B mediante el sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP).

### **1.5.2. Objetivos Específicos**

- a) Sistematizar información correspondiente a historiales de producción y de reacondicionamiento de pozos del campo Fanny 18B.
- b) Analizar los parámetros petrofísicos del yacimiento M-1.
- c) Investigar el estado actual de los pozos del Campo Fanny 18B que actualmente producen mediante sistemas de levantamiento artificial (BES, BESCP, BM).
- d) Identificar los yacimientos saturados con crudo pesado mediante la Distribución Petrofísica, Geológica, Fluidos y en base a resultados del Modelamiento 3D del campo Fanny 18B.
- e) Analizar los parámetros técnicos a considerarse para completar pozos del Campo Fanny 18B con equipos BESCP.
- f) Seleccionar los pozos a completarse y/o completados con Bombas Electrosumergibles de Cavidad Progresiva (BESCP).
- g) Diseñar el Sistema de las Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva para crudos pesados de los pozos Fanny 18B-44, Fanny 18B-96, Fanny 18B-114HST1.
- h) Analizar técnicamente el desempeño operacional del Sistema BESCP instalado en los pozos seleccionados.
- i) Realizar un análisis técnico-económico de los pozos completados con el sistema BESCP.
- j) Realizar un análisis Técnico-Económico comparativo entre los sistemas BES y BESCP instalados en el Campo Fanny 18B.
- k) Presentar los resultados a los directivos de la FIGEMPA y a la ARCH.

## **1.6. JUSTIFICACIÓN**

En los últimos años, el desafío de la industria petrolera ha sido mejorar tecnologías para optimizar la producción de petróleo y de modo particular el crudo pesado que presenta un mayor grado de dificultad que el petróleo convencional, por sus características y su complejidad de extracción.

El Ecuador cuenta con diversos tipos de petróleo, así como livianos, semipesados y pesados, este último corresponde al Campo Fanny 18B del Bloque Tarapoa que tiene cierta complejidad de explotación técnica-económica, por esta razón se ha implementado sistemas de levantamiento artificial específicos, dirigidos a la extracción de este recurso.

El Campo Fanny 18B produce crudo semipesado y pesado mediante los sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES) y Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP), sistemas que requieren un estudio técnico para conocer las bondades de producir crudo pesado, de forma particular el Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva instalado por primera ocasión en el pozo Fanny18B-44, y posteriormente en los pozos, Fanny18B-96 y Fanny18B-114 con el fin de optimizar costos e inversión; y, producir crudos pesados de forma económica y rentable.

## **1.7. FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD**

### **1.7.1. Factibilidad**

El presente proyecto es factible llevar a cabo por que cuenta con el apoyo técnico de Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). Cuenta con el talento humano de los investigadores, con la información bibliografía y web grafía pertinente. Cuenta también con el tiempo suficiente para la realización del mismo.

### **1.7.2. Accesibilidad**

El presente proyecto es accesible porque se cuenta con el apoyo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) quienes han facilitado el acceso y sistematización de los datos; y, la información pertinente al sistema de Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (BESCP).

## **CAPÍTULO II**

### **2. MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. MARCO INSTITUCIONAL DE LA ARCH<sup>2</sup>**

##### **MISIÓN**

Garantizar el aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburífero, propiciar el racional uso de los biocombustibles, velar por la eficiencia de la inversión pública y de los activos productivos en el sector de los hidrocarburos con el fin de precautelar los intereses de la sociedad, mediante la efectiva regulación y el oportuno control de las operaciones y actividades relacionadas.

##### **VISIÓN**

La ARCH, Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, será reconocida como el garante público de los intereses constitucionales del Estado en el sector hidrocarburífero, gracias a su alto nivel técnico-profesional, a su gestión transparente y a su cultura de servicio y mejoramiento continuo.

#### **2.2. MARCO LEGAL<sup>3</sup>**

Mediante Registro Oficial No.244 del 27 de Julio del 2010, se publica la Ley de Hidrocarburos, según el Artículo 11 se crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífero, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera, con patrimonio propio.

#### **2.3. MARCO ETICO<sup>4</sup>**

La presente investigación a desarrollarse no atenta en ninguna de sus partes contra los principios éticos, morales, ni económicos de la agencia o de los funcionarios de la misma, en un marco de respeto y protección al medio ambiente; todo esto de acuerdo con las políticas de hidrocarburos establecidos por el Gobierno Nacional y bajo el marco jurídico vigente.

---

<sup>2</sup> *Página oficial del Gobierno del Ecuador “Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.*

<sup>3</sup> *Página oficial del Gobierno del Ecuador “Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.*

<sup>4</sup> *Página oficial del Gobierno del Ecuador “Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.*

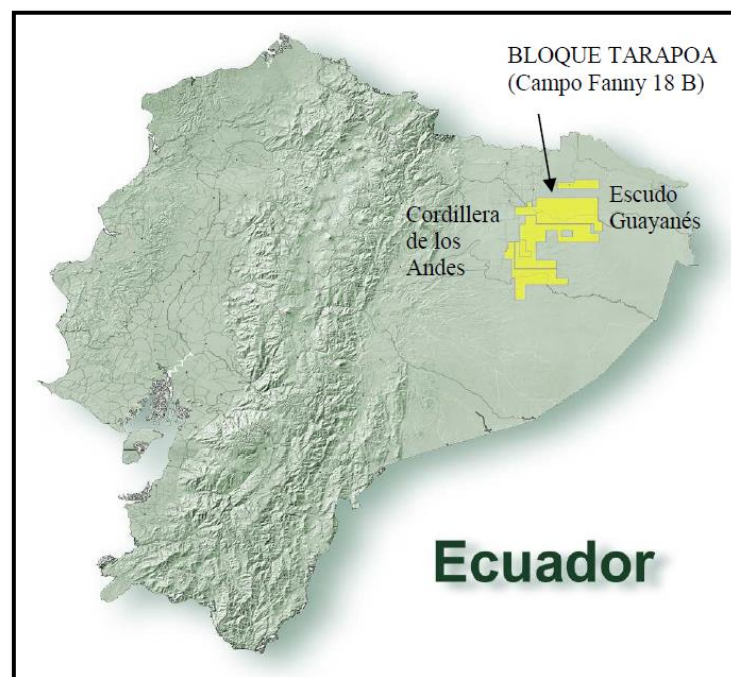


## 2.4. MARCO REFERENCIAL

### 2.4.1. Aspectos Generales del Bloque Tarapoa

#### a) Ubicación Geográfica del Campo Fanny 18B

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área aproximada de 100.000 km<sup>2</sup> y está localizada entre las montañas de los Andes al occidente y el escudo Guayanés al oriente. El Bloque de Tarapoa se localiza en la zona Noreste de la provincia de Sucumbíos en la Cuenca Oriente del Ecuador (Ver Figura N°1). La Empresa Andes Petroleum S.A. posee el 100% de los derechos e intereses del Bloque desde el 26 de febrero del 2006. El bloque tiene una área de 362 km<sup>2</sup> y las zonas principales y de mayor actividad hidrocarburífero son Dorine, Fanny 18B, Mariann y Alice.

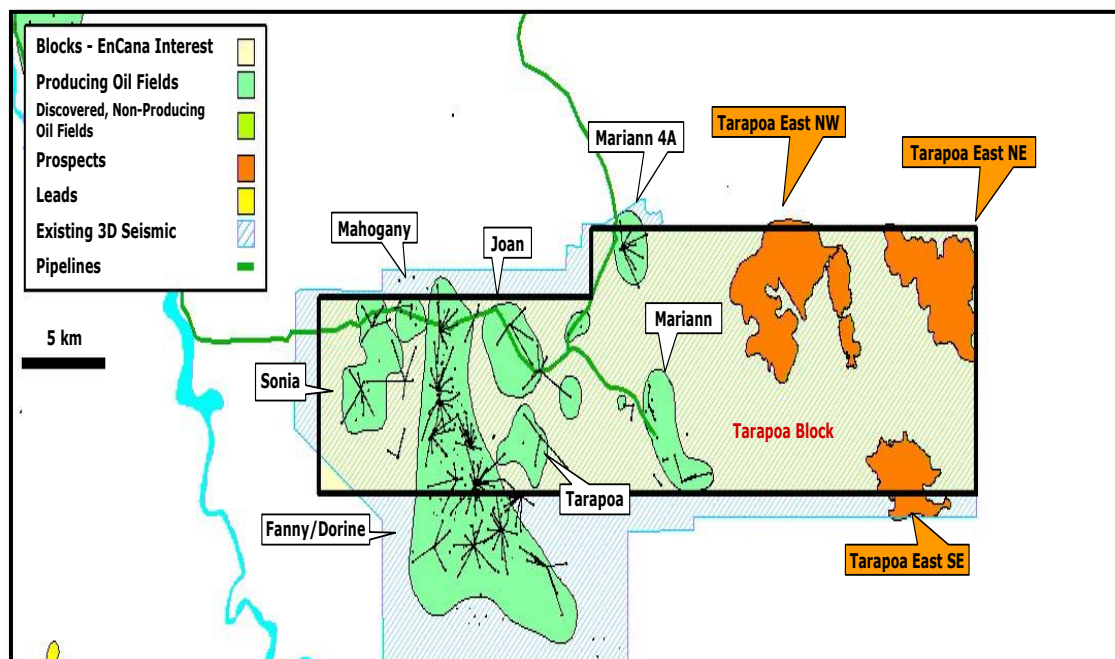


**Figura N°1. –Localización del Bloque Tarapoa**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano.*

En el Bloque Tarapoa existen en la actualidad 12 campos petroleros (Fanny, Fanny 18B, Joan, Dorine, Aleluya, Anne, Mariann , Mariann\_4A, Shirley, Tarapoa, Sonia y Mahagony), comercialmente explotables, 8 de ellos actualmente se hallan en producción, como se puede observar en la Figura N°2.

El Campo Fanny-18B se encuentra ubicada en la zona baja de la falla normal, este produce en promedio un crudo de 22° API del yacimiento M-1 y un crudo de 19° API de la arena U Inferior, adicionalmente se han encontrado pequeñas acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones “T”, Basal Tena y al Sureste del campo, la zona M-1, que está saturada de crudo pesado correspondiente a la formación Napo de la Cuenca Oriente. Las areniscas “M-1” y “U” representan los yacimientos económicamente más importantes del Campo Fanny 18B.



**Figura N°2. – Localización del Campo Fanny 18B del Bloque Tarapoa**  
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano.

## b) Historia de exploración del bloque Tarapoa

Los yacimientos petrolíferos del Campo Fanny 18B del Bloque Tarapoa, fueron descubiertos y puestos en producción en el año 1970. Pero el desarrollo a gran escala fue en 1997. El primer grupo de pozos se perforó en el año 1972 del cual se encontró petróleo en los reservorios M-1 y U inferior, en la Tabla N°1 se muestran los resultados de las pruebas iniciales y evaluación.

En 1974, el reservorio U inferior del campo Joan se encontró petróleo con una producción inicial diaria de 600 bbl. En 1980, se taladraron 7 pozos en el reservorio U inferior, en Fanny 18B y Mariann, 5 de ellos con baja zona de pago; y, el pozo Mariann-06 con una alta tasa de producción de petróleo de 3000 BOPD y un corte de agua bajo de 0.3%.

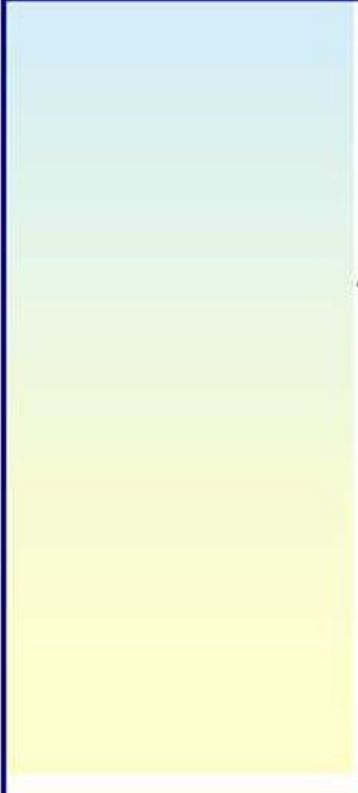
RESULTADOS DE PERFORACION Y EVALUACION DEL CAMPO FANNY y FANNY 18B								
Campos	Perforación			Resultados de la evaluación del Pozo				
	Pozo	Tipo	Fecha	Zona	BFPD	BOPD	BSW%	API
<b>Fanny-18B</b>	Fanny 18B-1	Exploratorio	Junio-1975	M1	200	140	30	22.7
	Fanny 18B-2	Desarrollo	Agosto-1977	M1	2253	2249	0.2	22.2
	Fanny 18B-3	Desarrollo	Septiembre-1977	M1	941	939	0.3	22.2
	Fanny 18B-81	Exploratorio	Abril-1973	UINF	160	144	10	19.3
	Fanny1	Exploratorio	Febrero-1972	UINF	423	314	25.8	19.5
<b>Fanny</b>	Fanny3	Desarrollo	Febrero-1972	M1	1149	1077	6.3	23

**Tabla N°1.- Resultados de Perforación y Evaluación Campo Fanny y Fanny 18B.**  
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano.

#### 2.4.2. Características Geológicas y Estratigráficas

##### a) Geología del Campo Fanny 18B

La geología concerniente al Campo Fanny 18B corresponden a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales, el principal horizonte productor de hidrocarburos es el yacimiento M-1 de la formación Napo que pertenece al periodo Cretácico. Adicionalmente, se ha encontrado pequeñas acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones U, T y Basal Tena. En la Figura N°3, se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Oriente haciendo énfasis a las formaciones productoras del Campo Fanny 18B (M-1 y U inferior) del Bloque Tarapoa.

CUENCA ORIENTE		FORMATION	MEMBER	LITHOLOGY	
<b>Columna Estratigráfica</b>  	TERTIARY				RED BEDS
					GREY SHALE
					RED BEDS
					CONGLOMERATES
	CRETACEOUS	TENA			RED BEDS
			BASAL TENA		
			M-1 SAND		QUARTZ SST'S
		NAPO			DK. GREY SHALE AND MICRITIC LMST
			M-2 SAND		QUARTZ GLAUC. SST'S
					MICRITIC LMST
			UPPER		QUARTZ GLAUC. SST'S AND
			MIDDLE		DK. GREY SHALE
			LOWER		SHALE / MICRITIC LST
			T SAND		QUARTZ GLAUC. SST'S
					SHALE / MICRITIC LST
		HOLLIN			QUARTZ GLAUC. SST'S
					QTZ. SST'S
		PRE-CRETACEOUS			

**Figura N°3.- Columna Estratigráfica Cuenca Oriente.**  
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano.

#### b) Estratigrafía y Litología de la Arena M-1

Los yacimientos productores de la formación Napo son areniscas entrecruzadas y estas se dividen en miembros del más antiguo al más reciente T, U, M-2 y M-1. La estratigrafía y litología de la formación Napo esta compuesta de una serie de secuencias cíclicas, las cuales se componen de areniscas continentales y marino-marginales, lutitas, lodolitas y carbones, así como calizas marinas y arcillas; dentro del Campo Fanny 18B en el Bloque Tarapoa, la zona productora y de principal interés es la arenisca M-1 y en segundo lugar la arena U. En la Figura N°4 se muestra la descripción litológica de las formaciones de la Cuenca Oriente.

FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	
FORMACIÓN INDIFERENCIADA		ARCILLOLITA DE COLOR CAFÉ, ROJIZO, DUREZA DE FIRME A MODERADAMENTE FIRME. LIMOLITA DE VARIOS COLORES. ARENISCA DE GRANOS CUARZOSOS
FORMACIÓN ORTEGUAZA	4750 LUTITA ORTEGUAZA	COLOR GRIS CLARO, VERDOSO, FIRME A MODERADAMENTE FIRME, CEMENTO NO CALCÁREO
	4944 ARENISCA ORTEGUAZA	
	5183	
	5643	LIMOLITA INTERCALADA CON LUTITA
TIYUYACU		ARCILLOLITA INTERCALADA CON LUTITA
	5828 CONGLOMERADO SUPERIOR TIYUYACU	VARIOS COLORES, ASOCIADO CON ARENISCA Y LIMOLITA
	5911'	
	6837 CONGLOMERADO INFERIOR TIYUYACU	CUARZOSO DE VARIOS COLORES, DURA A MUY DURA, FRACT CONCIODAL
	6958	
FORMACIÓN TENA	7336	ARCILLOLITA: CHOCOLATE, CAFÉ ROJIZA, CAFÉ AMARILLENTO, FIRME, IRREGULAR
	7702 ARENISCA BASAL TENA	ARENISCA: CUARZOSA, BLANCA, SUBTRANSPARENTE, GRANO MEDIO A FINO
	7719	
FORMACIÓN NAPO	7745	LIMOLITA: GRIS CLARO, GRIS, MENOR CAFÉ ROJIZA, SUAVE A MODERADAMENTE FIRME
	ARENISCA M-1	CUARZOSA, BLANCA, SUBTRANSPARENTE - SUBTRANSLUCIDA, GRANO FINO A MEDIANO, SUBANGULAR
	7765	
	LUTITA NAPO SUPERIOR	GRIS OSCURA, LAMINADA, SUBFISIL A FISIL, ASTILLOSA, QUEBRADIZA, NO CALCAREA
	7869	

**Figura N°4.- Descripción Litológica de las formaciones de la Cuenca Oriente**  
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano.

### ***Arenisca M-1***

La Arenisca M-1 está conformada por lutitas, areniscas y carbón base; las lutitas generalmente de gris oscura a negra, suave a moderadamente firme, textura limosa y no calcárea; las areniscas con las siguientes características: cuarzosa, sub-transparente a sub-translúcida, ocasionalmente café clara, tamaño de grano fino a mediano, la forma de grano sub-angular a sub-redondeada. Existe la presencia de manchas de hidrocarburos de color café oscuro, no presenta fluorescencia natural.

En la parte inferior de esta sección tenemos areniscas intercalada con lutita y el grano de la arenisca ocasionalmente es grueso.

La arenisca M-1 se encuentra cubierta por un intervalo regional de carbón-lodolita y arcillas carbonaceas, con una porosidad de 24.3% y una permeabilidad de 1675 mD.

#### 2.4.3. Características Petrofísica del Campo Fanny-18B.

Las propiedades petrofísicas del yacimiento M-1 como: porosidad ( $\phi$ ), saturación de agua ( $S_w$ ), permeabilidad efectiva del petróleo ( $k_o$ ), permitirán evaluar la producción actual del campo y estimar el POES del mismo, dichas propiedades fueron tomadas de estudios y análisis realizados del campo, En la Tabla N°2, se muestran los valores de las propiedades petrofísicas promedio del Campo Fanny-18B y el grado API del crudo producido del campo.

Arenisca	Espesor efectivo	Porosidad	$S_w$	$S_o$	Permeabilidad	API
	Ft	%	%	%	md	
M-1	5 - 52	19 - 30	20-40	80- 60	1646	21

**Tabla N°2.- Características Petrofísicas promedio del Campo Fanny 18B**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica.*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

#### 2.4.4. Propiedades de fluidos del Campo Fanny 18B.

##### 2.4.4.1. Caracterización del Crudo Pesado.

Las características de los crudos pesados se basan generalmente en propiedades físicas y químicas como la densidad, la gravedad, la viscosidad, la relación de carbono-hidrogeno, de la misma manera también se considerar el contenido de azufre, contenido de metales y salinidad.

Otras características que se utilizan son: la base del crudo (nafténicos o parafínicos), el porcentaje de residuo, el índice de refracción y otros.

En el Ecuador, la clasificación de los crudos (Ver Tabla N°3), se toma como base el factor densidad-gravedad, la magnitud usada como base de comparación es la correspondiente al agua a 4°C (1000 kg/m<sup>3</sup> o 10 °API).

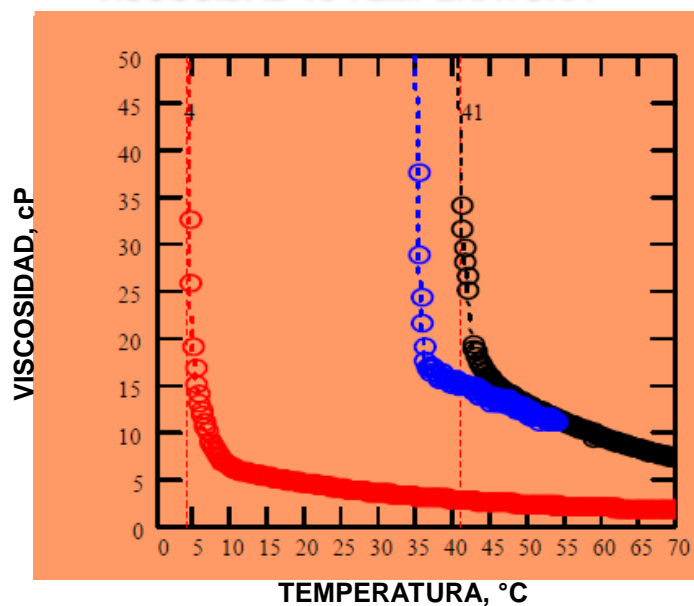
Clasificación de crudos según las Normas API		
Crudos	Factor de densidad	Factor gravedad (°API)
Extra pesados	> 1,0 g/cc	< 10,0
Pesados	1,0 g/cc – 0,92 g/cc	10,0 – 22,3
Medianos	0,92 g/cc – 0,87 g/cc	22,3 – 31,1
Ligero	0,87 g/cc – 0,83 g/cc	31,1 – 39
Super-ligero	< 0.83 g/cc	> 39,0

**Tabla N°3.- Clasificación de crudos según las Normas API.**

*Fuente: Ramiro rivera C. Ing. en Petróleos, La explotación de crudos pesados en el Ecuador, Instituto de Altos estudios Nacionales, Julio de 1998.*

El factor predominante en crudos pesados es la temperatura porque determina cuan fácil fluir el petróleo, entonces el crudo pesado a altas temperaturas su viscosidad es baja. (Ver Figura N°5)

#### VISCOSIDAD vs TEMPERATURA



**Figura N°5.- Relación de Viscosidad – Temperatura en Crudos Pesados**  
*Fuente: Folleto de Recuperación Mejorada–Ing. Fernando Reyes Cisneros; FIGEMPA-UCE*

#### 2.4.4.2. Caracterización del crudo en el Campo Fanny 18B.

En la Tabla N°4, se realizara una breve descripción regional de las características de los fluidos promedios de las areniscas productoras del campo.



Campo	Reservorio	Valores Promedios							
		$^{\circ}\text{API}$	$\mu_o$ , (cp)	$B_o$ , (bbls/STB)	$S_{wi}$ , (%)	$K$ , md	$T_r$ , $^{\circ}\text{F}$	Salinidad, ppm	$P_r$ , Psi
FANNY 18B	M-1	21	9.57	1.1	27	2.500	198	16 300	2400
	U Inferior	20	10.19	1.119	27	550	205	9000	3200
	M-1 (Zona Sureste)	14	41.10	1.12	24	1.280	201	16 995	2600

**Tabla N°4.- Propiedades de los fluidos del Campo Fanny 18B.**

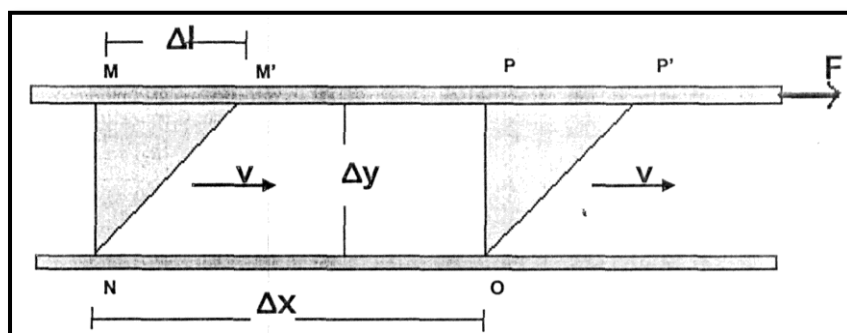
Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos.

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.

#### 2.4.4.3. Conducta Reológica.<sup>5</sup>

La reología es la ciencia que estudia el comportamiento de fluidos, además de los comportamientos elásticos y viscosos, estudia también sistemas complejos que presentan simultáneamente propiedades elásticas y viscosas, es decir, sustancias viscoelásticas.

Un ejemplo claro de la conducta reológica se muestra en la Figura N° 5 donde un fluido sometido a una deformación simple entre dos planos paralelos, el plano inferior es estacionario, mientras que el plano superior se mueve a una velocidad ( $v$ ) como consecuencia de una fuerza ( $F$ ) aplicada al mismo.



**Figura N°6.- Elemento Fluido Sometido a Deformación**

Fuente: Folleto de Ingeniería de Producción- Ing. Cesar Ruiz; FIGEMPA – UCE.

El movimiento del plano, establece un gradiente de velocidad en el fluido, y es usada para definir algunos parámetros reológicos tales como:

<sup>5</sup> Folleto de Ingeniería de Producción- Ing. Cesar Ruiz; FIGEMPA – UCE.



**a) Esfuerzo de Corte o Cizalla ( $\tau$ )**

El esfuerzo de corte se define como la fuerza por unidad de área necesaria para alcanzar una deformación dada. Sus unidades de medida son dinas/cm<sup>2</sup>.

**b) Tasa de Corte o Cizalla ( $\gamma$ )**

La velocidad y/o tasa de corte se define como el cambio de velocidad ( $v$ ) a través de la distancia ( $h$ ) entre los dos planos. La velocidad de corte se incrementa a medida que la velocidad del plano superior aumenta y la distancia entre los dos planos se hace más pequeña. El fluido entre los planos resiste el movimiento del plano superior y esta resistencia al flujo es determinada por la viscosidad del fluido; Su unidad de medida es el segundo inverso.

**c) Viscosidad ( $\mu$ )**

La viscosidad es la relación entre el esfuerzo de corte aplicado y la velocidad de corte adoptada por el fluido.

**d) Tixotropía**

La Tixotropía es la habilidad de un fluido de cambiar su viscosidad ante una fuerza de agitación o vibración con el tiempo; es decir, el fluido al ser sometido a un esfuerzo de corte, rompe su estructura y después de retirado dicho esfuerzo, el fluido es capaz de recuperar su forma de gel o consistencia original.

**e) Sustancia Viscoelástica**

Las sustancias viscoelásticas son aquellas que presentan un comportamiento dual. Esto significa que el material posee un comportamiento elástico y un comportamiento viscoso a la vez.

**Tipos de fluidos reológicos**

• **Fluidos newtonianos**

Aquellas sustancias que cumplen que el esfuerzo o cizalla “ $\tau$ ” es directamente proporcional a la velocidad de deformación del fluido o velocidad de cizalla “ $\gamma$ ”, se conoce como fluido Newtoniano.<sup>6</sup>

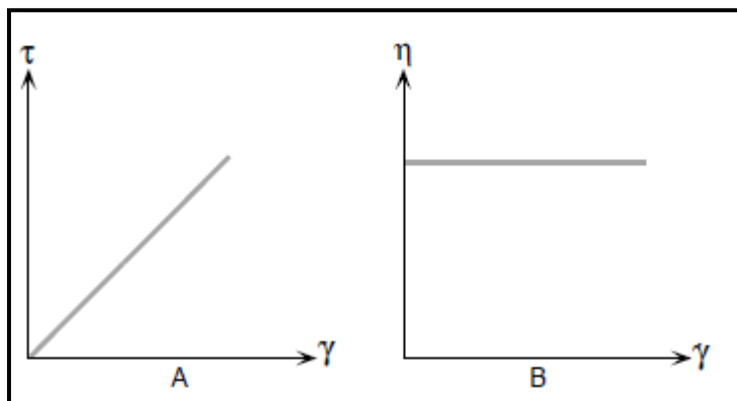
$$\tau = n * \gamma = n * \frac{dy}{d\mu}$$

El coeficiente de proporcionalidad  $\eta$  se conoce como viscosidad dinámica.

---

<sup>6</sup> BROOKFIELD - MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS, Pág. 15  
<http://www.viscometers.org/PDF/Downloads/More%20Solutions.pdf>

En la Figura N°7, se representa el comportamiento de un fluido newtoniano, el Gráfico “A” muestra que la relación entre la tensión de corte ( $\tau$ ) y la tasa de corte ( $\gamma$ ) es proporcional, el gráfico “B” muestra el comportamiento de la viscosidad con la tasa de cizallamiento y/o corte, donde la viscosidad permanece constante a medida que la tasa de corte cambia.<sup>7</sup>



**Figura N°7.- Tensión de corte y viscosidad del fluido vs Tasa de corte**  
Fuente: BROOKFIELD - MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS

- **Fluidos No-Newtonianos**

En los fluidos no-newtonianos, la viscosidad varía en función del tiempo o el esfuerzo aplicado es decir la relación “ $\frac{\tau}{\gamma}$ ” no es constante, La viscosidad de los líquidos, por lo tanto, cambia en función de la tasa de corte o cizallamiento. Hay varios tipos de comportamiento no newtonianos, que se caracteriza por la forma en la que la de viscosidad de un líquido cambia en respuesta a las variaciones de tasa de cizallamiento, los tipos más comunes de fluidos no newtonianos se mencionan a continuación.<sup>8</sup>

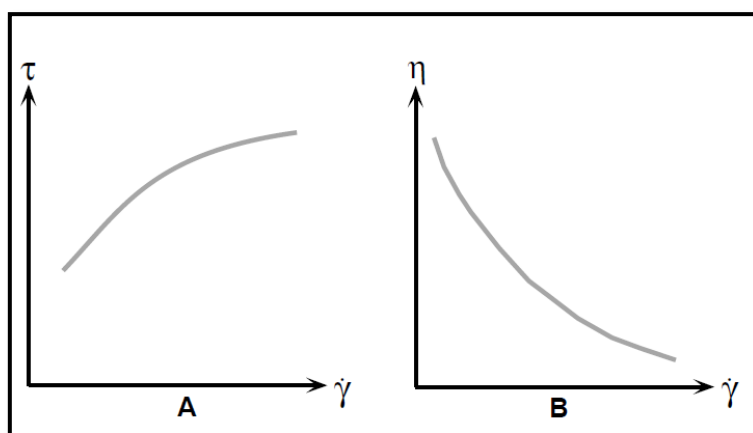
#### Fluido Pseudoplástico

La viscosidad o consistencia disminuye instantáneamente con el incremento de la rata de corte, hasta que un punto dado de viscosidad llega a ser constante. El punto de cedencia según el viscosímetro es positivo; sin embargo, el verdadero punto es cero, este tipo de fluido en que la viscosidad disminuye con un mayor índice de cizallamiento, se muestra en la Figura N°8.<sup>9</sup>

<sup>7</sup> BROOKFIELD - MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS, Pág. 15  
<http://www.viscometers.org/PDF/Downloads/More%20Solutions.pdf>

<sup>8</sup> BROOKFIELD - MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS, Pág. 15  
<http://www.viscometers.org/PDF/Downloads/More%20Solutions.pdf>

<sup>9</sup> BROOKFIELD - MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS, Pág. 16  
<http://www.viscometers.org/PDF/Downloads/More%20Solutions.pdf>



**Figura N°8.- Tensión de corte y viscosidad de fluido vs Tasa de corte**  
Fuente: BROOKFIELD MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS

### Fluido Dilatante

En este tipo de fluido la viscosidad aumenta a medida que aumenta el esfuerzo de corte al cual es sometido el fluido.<sup>10</sup>

### Fluido Plástico o de Bingham

Son fluidos que inicialmente se comportan como sólidos cuando se les somete a un esfuerzo cortante, pero al alcanzar un valor suficiente de dicho esfuerzo, fluyen de tal manera que su comportamiento es entonces como el de un líquido; esto quiere decir que, el producto presenta un valor umbral de esfuerzo de corte ( $\tau$ ), el cual es necesario sobrepasar para que el fluido se ponga en movimiento.<sup>11</sup>

### Propiedades Reológicas de emulsiones de petróleo pesado en agua

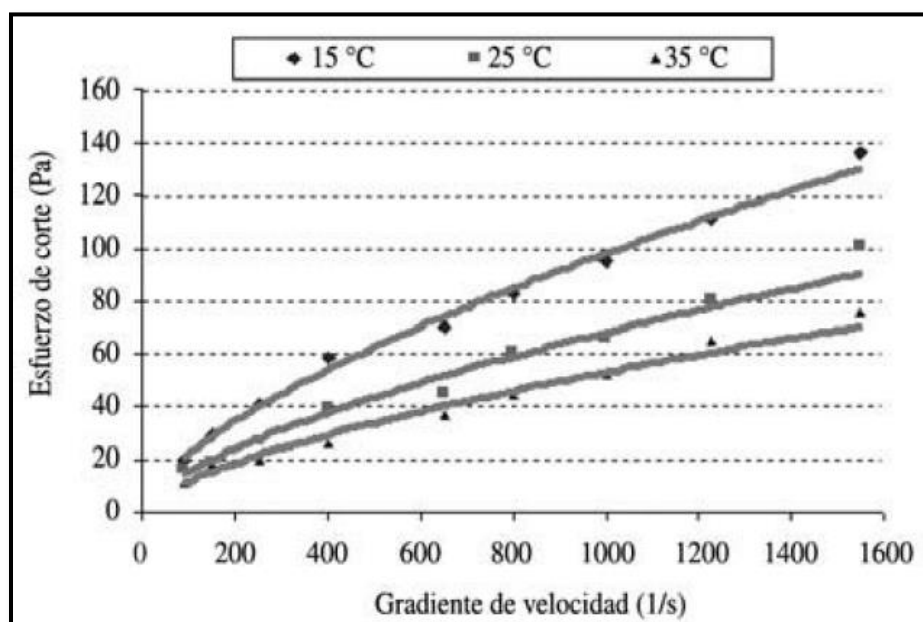
Se ha comprobado que, para el caso de emulsiones de petróleo pesado, su comportamiento reológico se rige por el tipo Pseudoplástico; como: pinturas, gomas, sangre, suspensiones, etc. Esta ley modela los fluidos newtonianos cuando  $n$  es igual a uno, y cuando  $n$  es mayor que uno a fluidos dilatantes.

<sup>10</sup> BROOKFIELD - MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS, Pág. 16  
<http://www.viscometers.org/PDF/Downloads/More%20Solutions.pdf>

<sup>11</sup> BROOKFIELD - MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS, Pág. 16  
<http://www.viscometers.org/PDF/Downloads/More%20Solutions.pdf>

El modelo de ley de potencia de Oswaldo de Weale puede modelar fluidos Pseudoplástico, en este caso las viscosidades disminuyen con el incremento del gradiente de velocidad; comienzan a fluir apenas se les aplica un esfuerzo cortante ( $\tau > 0$ ).

En el Figura N°9 se observa el comportamiento del esfuerzo de corte vs tasa de corte para una mezcla formada por 70% de petróleo de 15° API, 29% de agua y 1% de tensoactivo y una variación de temperatura de 15, 25 y 35 °C.<sup>12</sup>



**Figura N°9.- Comportamiento del Fluido Pseudoplástico (Petróleo - Agua)**  
*Reológica Properties of Emulsions of Petroleum weighed In Water*

### Viscosidad Aparente

Para los fluidos no newtonianos se utiliza el concepto de viscosidad aparente ( $\mu_a$ ), la viscosidad aparente en el caso de fluidos Pseudoplástico viene dada por la relación de la siguiente ecuación:

$$\mu_a = K \cdot \left( \dot{\gamma} \right)^{n-1}$$

Dónde:

n: Índice de flujo ( $n < 1$ )

K: índice de consistencia

$\dot{\gamma}$  : Gradiente de velocidad o tasa de corte.

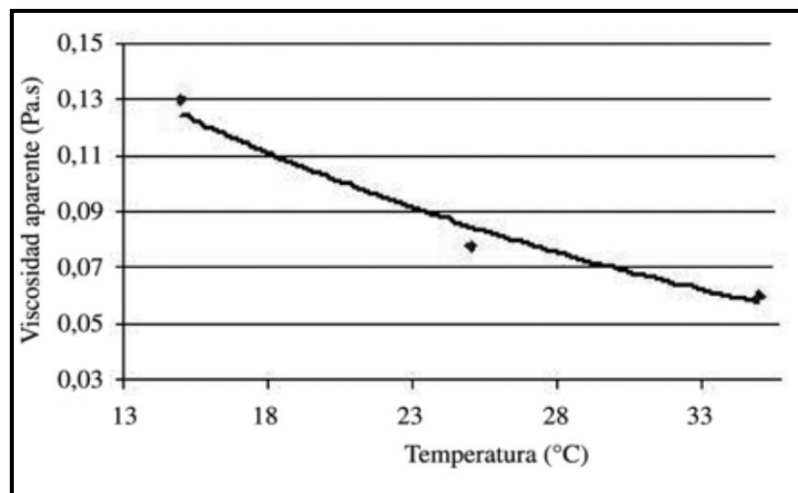
<sup>12</sup> Revista Chilena de Ingeniería, vol. 16 N° 1, 2008 - Reological Properties of Emulsions of Petroleum Weighed In Water, Pág. 245, 246

### Efecto de la temperatura<sup>13</sup>

En general, en la mayoría de los líquidos y suspensiones se ha observado una disminución de la viscosidad con el incremento de la temperatura (Figura N°10).

Se ha comprobado que la disminución de la viscosidad puede deberse a dos efectos:

- Disminución de la viscosidad del medio dispersante.
- Debilitamiento de las estructuras formadas por las partículas al aumentar la temperatura.



**Figura N°10.- Comportamiento del fluido Pseudoplástico (Petróleo - agua)**  
(*Reological Properties of Emulsions of Petroleum WeighedIn Water*)

### Medición de las Propiedades Reológicas

Los modelos comúnmente utilizados son Exponencial y Bingham -Plástico ya que estos modelos dan un buen ajuste con las mediciones reológicas de los fluidos (lechadas y lodos) realizados en laboratorio.

La velocidad de corte se determina de la geometría y velocidad del cilindro que rota. El esfuerzo al corte se obtiene midiendo el torque inducido al cilindro estacionario. El viscosímetro cilíndrico concéntrico puede ser inadecuado ya que existe deslizamiento en la superficie ocasionado por migración de partículas de cemento por el corte al cual son sometidas. Se pueden utilizar reómetros. En este último las propiedades reológicas de la lechada son determinadas por la caída de presión en una sección a una velocidad dada.

<sup>13</sup> Revista Chilena de Ingeniería, vol. 16 N° 1, 2008 - *Reological Properties of Emulsions of Petroleum WeighedIn Water*, Pág. 247

#### 2.4.5. Reservas del Campo Fanny 18B.

##### 2.4.5.1. Introducción

Las reservas de petróleo crudo en un reservorio o campo son determinadas en base a su petróleo original in situ (POES), y a su vez puede ser calculado mediante los siguientes métodos:

- Método volumétrico o Determinístico.
- Método de balance de materiales.
- Método de declinación.

##### 2.4.5.2. Métodos para el cálculo de reservas y POES

Estos métodos también determinan las reservas iniciales o las desarrolladas en el transcurso de la producción; El criterio de selección de uno de estos métodos depende directamente de los datos que se dispongan y/o el grado de incertidumbre de los mismos.

###### a) Método volumétrico

Definido volumétrico o determinístico ya que la información necesaria para el cálculo es obtenida en los registros eléctricos y de análisis de núcleos, determinando valores promedios de porosidad, saturación de fluidos, volumen total de la roca y el análisis de fluido (Presión-Volumen-Temperatura, PVT) para obtener el factor volumétrico del petróleo.

Se denota a continuación la ecuación:

$$POES = 7758 \frac{BLS}{Acre - ft} * \frac{A * h_o * \phi * (1 - S_w)}{B_o}$$

Dónde:

POES (N) = Petróleo Original en Sitio, (BF)

$\phi$  = Porosidad promedio del campo o pozo, (fracción)

A = Área correspondiente al volumen de roca saturado por HC.

$h_o$  = Zona de pago saturada de petróleo móvil (ft)

$S_{wi}$  = Saturación de agua inicial (fracción)

$B_{oi}$  = Factor volumétrico inicial del petróleo, (BN/BY)

7758 = Constante de transformación (Bls/Acre-ft).

## **b) Método de balance de materiales.**

Método utilizado cuando un pozo o campo ha producido un determinado tiempo revelando datos reales de producción de petróleo, gas y agua en superficie y basándose en ecuaciones matemáticas comparando datos iniciales y actuales de producción.

En base a las condiciones dinámicas y estáticas de cada reservorio se puntualiza ecuaciones que mejor interpreten su comportamiento como por ejemplo:

Yacimiento Volumétrico Subsaturado:

$$N * Boi = (N - Np) * Rs - Np * Rp$$

Dónde:

POES (N) = Petróleo Original en Sitio, (BF)

Np = Volumen de petróleo producido acumulado en un tiempo t, (BF)

Rs = Relación de solubilidad al tiempo t

Rp (GOR) = Relación de gas libre por cada barril de petróleo.

Boi = Factor volumétrico inicial del petróleo, (BN/BY)

## **c) Método de declinación.**

Método que analiza datos históricos de producción ajustando la mejor ecuación de declinación y predice el comportamiento futuro de producción de un pozo, un grupo de pozos, yacimiento y/o campo.

Las curvas de declinación permiten estimar las reservas a recuperar durante la vida productiva y hacer comparaciones con los estimados por otros métodos como el balance de materiales mencionado anteriormente.

Existen básicamente tres tipos de curvas de declinación:

- Declinación exponencial
- Declinación hiperbólica
- Declinación armónica.

Declinación exponencial

La ecuación para la declinación exponencial esta expresada de la siguiente forma:

$$q = q_0 * e^{a*t}$$

Dónde:

q = tasa de producción al tiempo t, (BPPD)

q<sub>0</sub> = tasa de producción inicial al tiempo t<sub>i</sub> = 0, (BPPD)

a = Declinación exponencial anual de producción (Fracción / Tiempo)

t = tiempo en años.

El cálculo de reservas remanentes de petróleo se determina mediante:

$$\Delta NP = \frac{1}{a}(q - q_0)$$

Dónde:

ΔNp= Reservas remanentes de petróleo (BL)

q<sub>0</sub> = tasa de producción inicial (BPPD).

q = tasa de producción al límite económico (BPPD)

a = declinación exponencial anual de producción (%/tiempo).

### **2.4.5.3. Clasificación de Reservas**

#### **a) Definiciones.**

En el presente estudio se han definido los siguientes conceptos de Reservas. En la Figura N°11 se muestra la representación gráfica de la clasificación de reservas.

#### **b) Reservas Probadas (P1)**

Son los volúmenes de petróleo que se encuentran en los yacimientos y que han sido probados con la perforación de pozos y se pueden recuperar hasta un límite económico.

Estas reservas probadas pueden a su vez clasificarse como:

##### *Reservas probables desarrolladas*

Cuando el volumen probado de petróleo en un yacimiento es producido, ya sea por energía natural del mismo o con un mecanismo o sistema de levantamiento artificial.

##### *Reservas probadas no desarrolladas*

Volumen de petróleo probado en un yacimiento que en su momento no ha sido extraído, ya por factores económicos o tecnológicos.



**c) Reservas Probables (P2)**

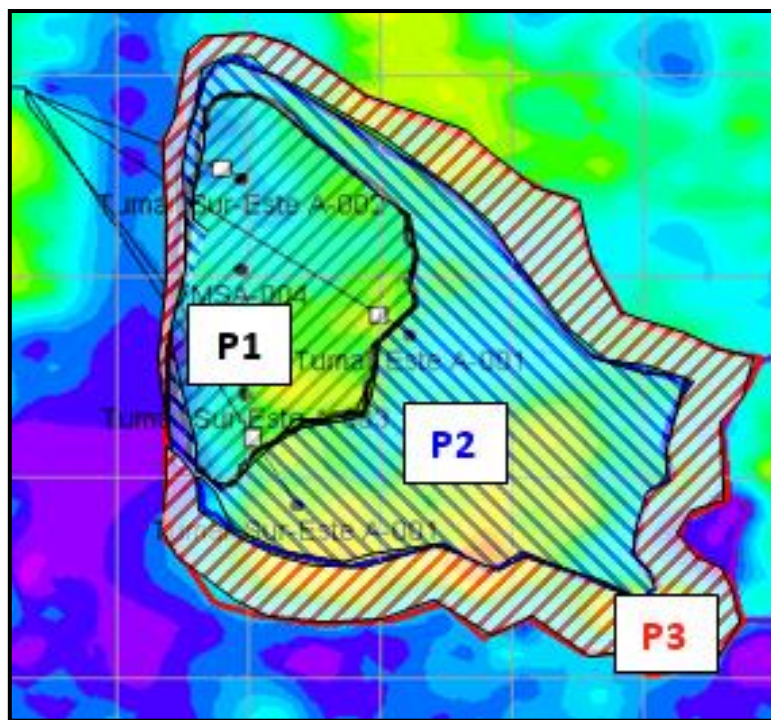
Son volúmenes de petróleo con un alto grado de certidumbre que aún no han sido probadas y que se encuentran en áreas cercanas a las reservas probadas de una misma estructura o en áreas de estructuras vecinas.

**d) Reservas Posibles (P3)**

Son volúmenes estimados de petróleo que podría recuperarse de yacimientos que se cree pueden existir, en áreas que la información geológica y sísmica disponible al momento de realizarse la estimación, no permite clasificarlas como mayor grado de certeza.

**e) Reservas Remanentes**

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento.



**Figura N°11.-Representación gráfica de la clasificación de Reservas: P-1, P-2, P-3.**

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos; Ing. Jonh Chugchilan.*

#### 2.4.5.4. Reservas de petróleo actual del Campo Fanny 18B.

##### a) Petróleo Original en Sitio (POES) del Campo Fanny 18B

El petróleo original en sitio fue determinado volumétricamente utilizando propiedades promedio de la roca, petrofísicas y de fluidos para la arena M-1 correspondientes al Campo Fanny 18B obtenidas de informes y reportes de reservas. El campo tiene una porosidad promedio de 24% y una saturación de agua inicial de 22.6%.

El cálculo del POES es mediante la siguiente ecuación:

$$POES = 7758 \frac{BLS}{Acre - ft} * \frac{A * h_o * \phi * (1 - S_w)}{B_o}$$

En la Tabla N°5 se muestra el Petróleo original en Sitio (POES) de los yacimientos M-1 y U inferior del Campo Fanny 18B.

PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO DEL CAMPO FANNY		
Campo	Reservorio	POES (Bls)
FANNY 18B	M-1	207.018.789
	U Inferior	46.510.455

*Tabla N° 5.- POES al 31-Dic-2011, Campo Fanny 18B.*

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos.*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

##### b) Reservas de Petróleo Remanentes del Campo Fanny 18B.

Las reservas remanentes pueden ser determinadas mediante un balance de materiales, en base a datos iniciales de petróleo (N) y de producción (Np):

$$\text{Reservas remanentes} = N - N_p$$

En la Tabla N°6, Se muestra estas cifras de Reservas probadas, probables, posibles y remanentes del Campo Fanny 18B, tomado del Libro de Reservas de Petróleo Crudo y Gas Natural del País y Reservas remanentes totales oficiales del País, al 31 de Diciembre de 2011.

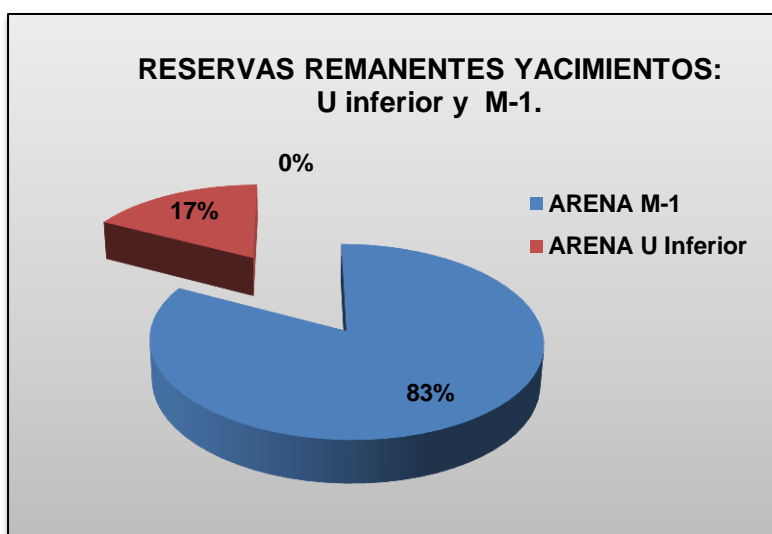
CAMPO	YACIMIENTO	POES (MM BN)	FR (%)	RESERVAS ORIGINALES DE PETRÓLEO				PRODUCCIÓN ACUMULADA MM BN	RESERVAS REMANENTES MM BN
				Probadas	Probables	Posibles	Totales		
				MM BN	MM BN	MM BN	MM BN		
Fanny 18B	M-1	207,018	55,2	114,271	15,497	-	129,769	93,146	21,12
	U inferior	46,510	41,4	19,254	7,891	-	27,144	14,830	4,42
	Subtotal	253,529		133,525	23,388	-	156,913	107,976	25,54
PAIS	Total	Campos en producción y no en producción							3209,55

**Tabla N°6.- Resumen de reservas de petróleo del Campo Fanny al 31 de diciembre del 2011.**

*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Coordinación de Exploración y Explotación, ARCH.*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

De las cifras oficiales se observa que del 100 % de reservas remanentes de petróleo del Campo Fanny 18B, el 83% de reservas correspondientes al reservorio M-1, mientras que el 17% corresponde al reservorio U inferior, en el Gráfico N°1 se detalla dicho porcentaje.



**Gráfico N°1.- Reservas Yacimientos UI y M-1 del Campo Fanny 18B.**  
*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Exploración y Explotación, ARCH.*  
*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

#### **3.4.6. Mecanismos de Producción del Campo Fanny 18B.**

Para lograr extraer el petróleo entrampado en un yacimiento en subsuelo, es necesario perforar pozos que drenen el mismo, una vez perforados estos comienzan a producir debido a la acción de fuerzas naturales como el cambio de presión en el reservorio, compresibilidad de la roca y fluido, inclusive el empuje por algún mecanismo de producción como por ejemplo el gas en solución, capa de gas libre y empuje de agua activo o parcial, que desplazan o drenan los fluidos del yacimiento hasta los pozos productores.

Este cambio de presión a medida que se va produciendo a través de cierto tiempo van disminuyendo, hasta el punto donde el yacimiento alcanza su límite físico, las fuerzas capilares que se desarrollan entre los fluidos inmiscibles y los poros de la arena que los contiene, dejan atrapados al petróleo y este deja de fluir naturalmente y dando facilidad a fluidos (Gas-Agua) que en instancia no son de interés económico.

Esta energía debe ser manejada de forma racional por si existe la posibilidad de que el petróleo extraíble se quede entrampado como un residual o sin la capacidad de fluir naturalmente y sea necesaria otra fuente de energía artificial recurriendo a explotación secundaria o terciaria.

**c) Tipos de mecanismos de producción del Campo Fanny 18B.**

El campo está caracterizado principalmente por la producción de las arenas M-1 y U inferior, donde los mecanismos principales de producción de estos reservorios son:

- Empuje de Gas en Solución.
- Empuje hidráulico (Parcial o Activo).

En la Figura N°12, se presenta el comportamiento de la presión de reservorio M-1 en función del tiempo, del cual es evidente que la presión tiende a mantenerse a lo largo de la vida productiva del Campo, comportamiento por la presencia de un acuífero de fondo parcial, de igual forma cabe mencionar que en campo Fanny y Fanny 18B, en la actualidad se está implementado un Proyecto de Recuperación Secundaria por inyección de agua al acuífero con el objetivo de mantener la presión e incrementar el factor de recobro.

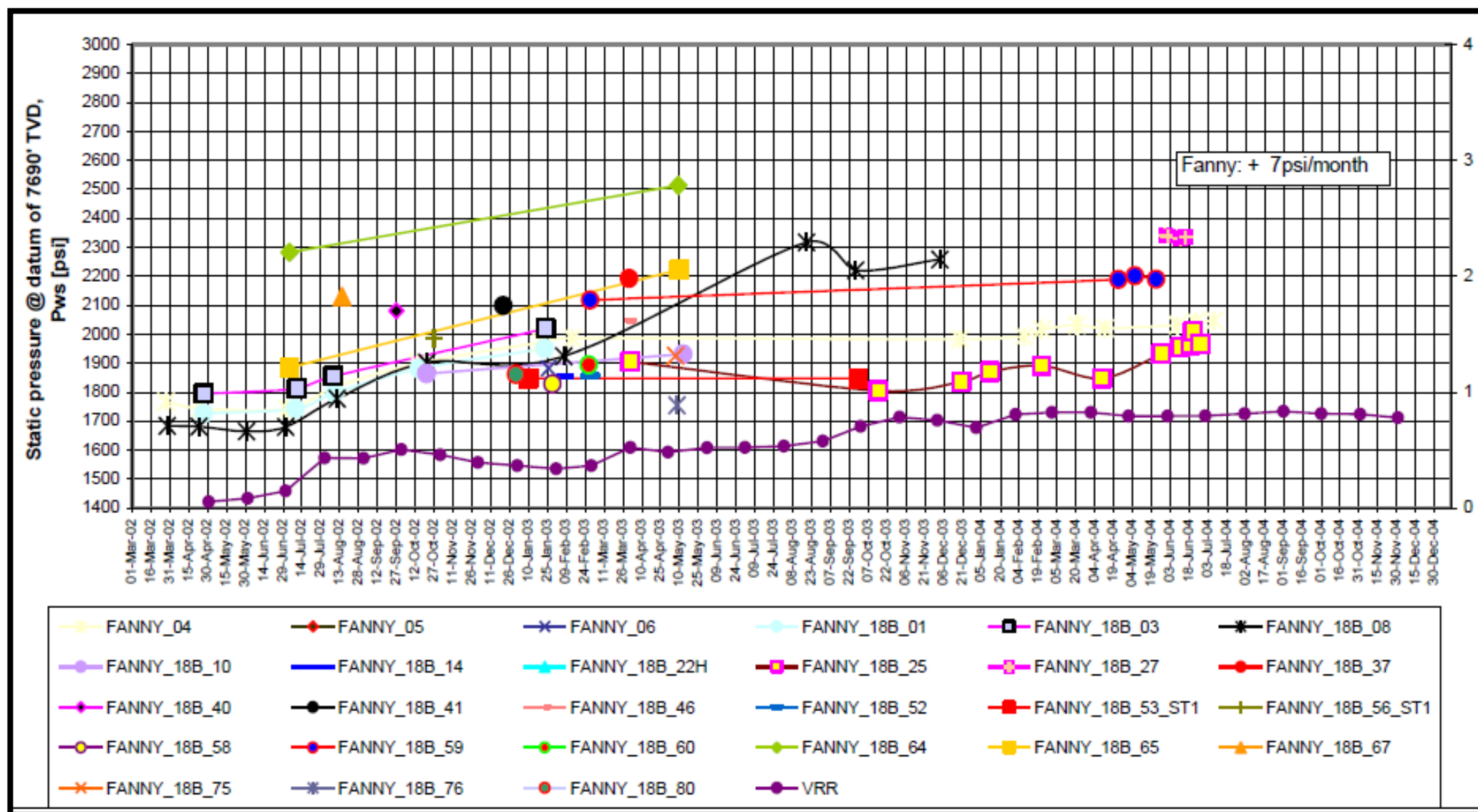


Figura N°12.- Presión de Reservorio vs Tiempo, Campo Fanny 18B.

Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimiento; Ing. Jonh Chugchilan

**d) Estado actual de los pozos del campo Fanny.**

En el campo Fanny se ha perforado en total a la fecha 122 pozos de los cuales 84 pozos son activos y 44 no activos, de los pozos activos en el campo Fanny 76 son productores, 3 reinyectores y 5 inyectores, de los pozos no activos 46 pozos están cerrados y 8 pozos taponados. (Ver Tabla N°7)

ESTADO DE LOS POZOS	NUMERO DE POZOS
Perforados	122
Productores	76
Cerrados	46
Pozos Reinyectores	3
Pozos Inyectores	5
Pozos Taponados	8

**Tabla N° 7.- Resumen Estado Actual de los Pozos (Noviembre 2012).**

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

**e) Producción Histórica del Campo Fanny 18B.**

La producción del Campo Fanny-18B proviene principalmente del yacimiento M-1, este produce petróleo entre 13 °API y 21° API, en la Tabla N°8 se especifican los valores de producción promedio.

Campo	Yacimiento	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
Fanny 18B	M-1	2586	270	2316	88

**Tabla N° 8.- Producción Del Campo Fanny 18B (Diciembre 2011)**

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

Utilizando el programa el programa OFM<sup>14</sup>, en base de datos del campo sistematizado por el Subproceso de Yacimientos de la ARCH y actualizada hasta Enero-2013, se representan datos de producción de fluido, petróleo y agua diaria histórica. (Ver Anexo B-1).

<sup>14</sup> Paquete informático para pronosticar datos de producción, OIL FIEL MANAGER-OFM.

En la Tabla N°9 se muestra la producción acumulada hasta 31 de Diciembre de 2011 del Campo Fanny 18B de los yacimientos M-1 y U inferior y grado API respectivamente.

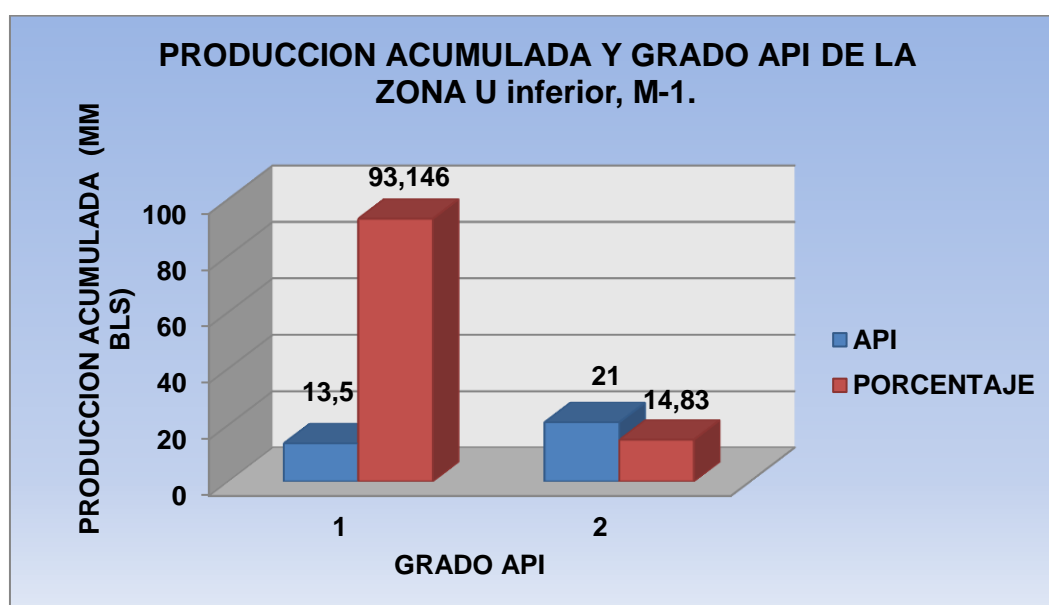
CAMPO	YACIMIENTO	PRODUCCIÓN ACUMULADA MM BN	FRACCCION (%)	API
Fanny 18B	M-1	93,146	86	13.5
	U Inferior	14,83	14	20
	<b>Total</b>	<b>107,976</b>	<b>100</b>	

*Tabla N°9.- Producción Del Campo Fanny 18B (Diciembre 2011)*

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

En el Gráfico N°2, se observa como la producción acumulada incide según su grado API y su respectivo porcentaje.



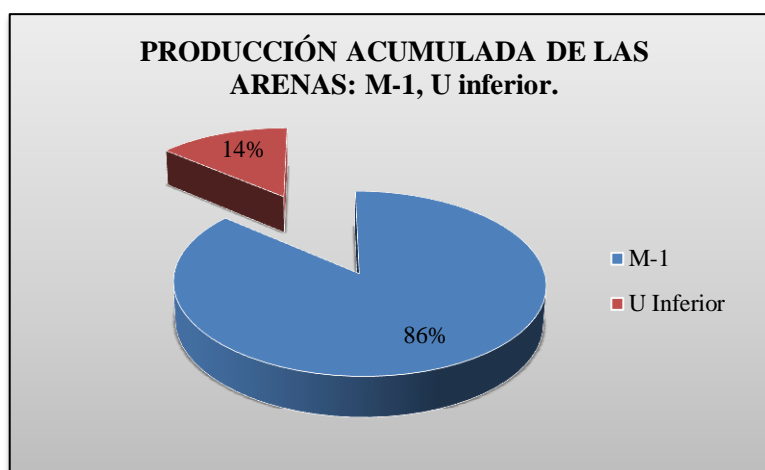
*Gráfico N°2.- Producción Acumulada de los Yacimientos U Inferior y M-1 del Campo Fanny 18B.*

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

En el Gráfico N°3, se observa que existe una mayor producción acumulada en la Arena M-1 con un valor correspondiente al 86% y un valor menor de producción acumulada del 14% que corresponde a la Arena U inferior.





**Grafico N° 3.- Producción Acumulada de los Yacimientos M-1 y U Inferior del Campo Fanny 18B.**

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

### **3.4.7. Tipos de levantamiento artificial del Campo Fanny 18B.**

En el campo se hallan instalados varios sistemas de levantamiento artificial como son:

- Bombeo Electrico Sumergible (BES)
- Bombeo Hidraulico (BH)
- Bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva (BESCP)

#### **a) Pozos instalados con Bombas Electro-Sumergibles (BES) en la arena M-1.**

Este sistema de Bombeo Electromurgible consiste en levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba que a su vez tiene una o varias etapas.

Los pozos completados actualmente con este sistema de levantamiento son 47 que corresponden a la arena M-1, mientras que para la arena U inferior son 25 pozos. (Ver Anexo “B-2” y “B-3”)

#### **b) Pozos instalados con Bombas Electro-Sumergibles (BES) en la Basal Tena.-**

En la Tabla N°10 se indica la instalación de 4 pozos con el sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible en la arena Basal Tena.

POZOS COMPLETADOS CON BES		
POZOS	YACIMIENTO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
FANNY-18B102	BT	BES
FANNY-18B103	BT	BES
FANNY-18B104	BT	BES
FANNY-18B107	BT	BES

**Tabla N° 10.- Sistema de levantamiento artificial (BES) instalados en el Campo Fanny 18B, Arena Basal Tena (Nov-2012).**

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

**c) Pozos instalados con Bombeo Hidraulico (BH).**

Este bombeo consiste en llevar fluido motriz a cierta presión de inyección por el tubing hasta una bomba Tipo Jet que está asentada en una cavidad, el fluido motriz se mezcla con el fluido de producción y es llevado a superficie por efecto de succión en la bomba (Principio de Venturi).

En la Tabla N°11 se muestra los pozos completados con Bombeo Hidráulico a las arenas M-1 y U-inferior del Campo.

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO FANNY		
POZOS	YACIMIENTO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
FANNY-18B138H	M-1	BOMBEO HIDRAULICO
FANNY-18B142	U Inferior	BOMBEO HIDRAULICO

**Tabla N°11.- Sistema de levantamiento (BH) instalados en el Campo Fanny 18B (Nov-2012).**

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

**d) Pozos instalados con Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP).-**

La presente tesis va dirigida al estudio de este tipo de bombeo, su descripción y funcionamiento será descrito a detalle posteriormente. En la Tabla N°12, se detallan los pozos completados con este sistema de levantamiento artificial a la arena M-1.

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO FANNY		
POZOS	YACIMIENTO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
FANNY-18B114HST1	M-1	Bombeo por Cavidades Progresivas Con Motor de Fondo
FANNY-18B44	M-1	Bombeo por Cavidades Progresivas Con Motor de Fondo
FANNY-18B96	M-1	Bombeo por Cavidades Progresivas Con Motor de Fondo

*Tabla N°12.- Sistema de levantamiento (BESCP) instalados en el Campo Fanny 18B (Nov-2012).*

*Fuente: ARCH – Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

### **3.4.8. Descripción y Fundamentos del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavity Progresiva (BESCP).**

#### **2.4.8.1. Introducción**

Las Bombas Electrosumergibles de Cavity Progresiva fueron diseñadas y creadas en el año 1999 por Centrilift, INTEQ y Elasto Systems. La particularidad de la BESCP es la integración de un motor interno en la bomba de cavity progresiva originando mayor optimización en crudos pesados; En este tipo de levantamiento artificial, la bomba actúa con desplazamiento positivo compuesta por un estator y rotor helicoidal desplazando así el fluido desde el fondo hasta la superficie, mediante un movimiento excéntrico en el estator.

El diseño de la Bomba Electrosumergible de Cavity Progresiva es simple comparado con otros diseños, maneja fluidos cargados de sólidos con alto contenido de gas, no se crea emulsión durante la operación, este sistema proporciona un ahorro de energía de hasta 50%.

#### **2.4.8.2. Características Generales**

Para conocer las Bombas Electrosumergibles de Cavity Progresiva se toma en cuenta las siguientes características:

- Posee altas eficiencias volumétricas en el sistema de levantamiento.
- El sistema es sin varillas a superficie.
- Proporciona una mejor capacidad de torque.
- El diseño es de dobles engranajes planetarios.

- Tiene un único sistema de aceite.
- El separador horizontal de gas es altamente eficiente.
- Entrada optimizada.
- El sistema de instalación es a través de la tubería de producción.

#### **2.4.8.3. Principio de la Bomba de Cavidad Progresiva.**

Las Bombas Electrosumergibles de Cavidad Progresiva cumplen el mismo principio de funcionamiento de las bombas de cavidad progresiva, esta utiliza un rotor de forma helicoidal de  $n$  lóbulos dentro de un estator en forma de helicoidal de  $n+1$  lóbulos, están diseñadas de manera que producen una interferencia la cual va creando líneas de sello que van definiendo las cavidades y al girar el rotor estas cavidades se desplazan en un movimiento combinado de traslación y rotación dando lugar a la succión del fluido de la bomba hasta la descarga en el cabezal.

#### **2.4.8.4. Descripción de los equipos de superficie y fondo**

El sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva está constituido principalmente de dos partes fundamentales el equipo de superficie y el equipo de fondo a continuación su descripción.

##### **a) Descripción de cada equipo de superficie:**

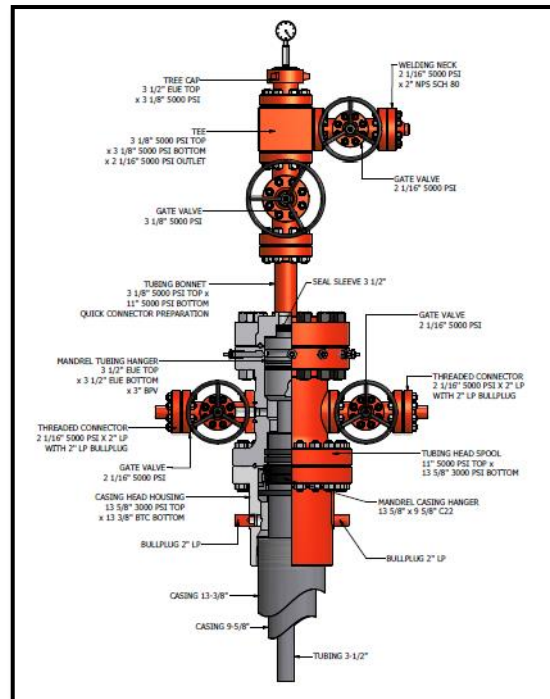
El Equipo de Superficie está compuesto por:

- Cabezal de descarga.
- Variador de frecuencia o el controlador de arranque directo.
- Caja de unión o venteo.
- Conjunto de transformadores
- Cables (cable de conducción eléctrica, cable de conexión al motor y el sensor de fondo).
- Componentes y Accesorios (válvula de drenaje, válvula de venteo, soportes en el cabezal, centralizadores y bandas de cable).

#### **Cabezal de descarga**

El cabezal de descarga direccional está diseñado para cerrar el pozo en superficie, soportar el peso del equipo y brindar adaptaciones a dispositivos para mantener control sobre el espacio anular del pozo.

Este cabezal tiene una empacadura que proporciona un sello positivo alrededor del cable y de la tubería de producción. (Ver Figura N°13, Anexo B-4)



**Figura N°13.- Cabezal de descarga direccional BES, 13 3/8" x 9 5/8" x 3 1/2"**

*Fuente: Manual de Control de Pozos*

### **Variador de frecuencia o el controlador de arranque directo**

El variador Electrospeed 3 VSD (Variable Speed Drive) brinda un avance en el control y confiabilidad en el sistema de bombeo eléctrico sumergible (ESP). El Electrospeed 3 de Centrilift protege el sistema ESP en el hoyo de interrupciones en el suministro eléctrico; permite a los operadores arranques óptimos en condiciones de encendido complejas tales como aplicaciones de crudos pesados y también permite asegurar un ajuste de inicio programable para un incremento gradual en la producción que asegure un impacto mínimo al yacimiento.<sup>15</sup>

El variador posee un sistema de control gráfico (GCS= Sistema de Control Gráfico) brinda una interface que graba, registra y comunica datos del variador y cualquier sistema de monitoreo del hoyo a una computadora portátil conectado al sistema SCADA o sistema satelital. La capacidad VSD brinda a los operadores el más alto nivel de control en sistemas ESP para optimizar el rendimiento tanto del pozo como del campo.<sup>16</sup> (Ver Figura N°14)

<sup>15</sup> Manual "Centrilift World Headquarters, 200 West Stuart Roosa Drive Claremore, ok 74017- 3095", BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.

<sup>16</sup> Manual "Centrilift World Headquarters, 200 West Stuart Roosa Drive Claremore, ok 74017- 3095", BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.



**Figura N°14.- Variador (Impulsador de velocidad variable): ELECTROSPEED 3 VSD.**

*Fuente: Manual “Centrilift World Headquarters, BAKER HUGHES”, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.*

En la Tabla N°13, se muestra las características y los beneficios que tiene el variador de velocidad.

<b>CARTERISTICAS Y BENEFICIOS DEL VARIADOR DE VELOCIDAD<sup>17</sup></b>	
<b>Características</b>	<b>Beneficios</b>
<b>Software MaxStart™ para aplicaciones de arranque difícil.</b>	Ofrece características de arranque incomparables en la industria en ambientes de fondo de pozo hostiles.
<b>Capacidad de rastreo de frecuencias MaxPoint™.</b>	Maximiza la producción asegurando conmoción mínima en el reservorio durante el arranque y los eventos de cambio de velocidad.
<b>Convertor de potencia optimizado (estándar).</b>	Asegura bajo impacto al sistema de potencia de entrada requerido por las compañías de electricidad.
<b>Mejor monitoreo y protección de potencia.</b>	Aumenta la confiabilidad y evita daños al impulsor asociados con anomalías en el sistema de suministro eléctrico.
<b>Capacidad de conectar y funcionar (plug and play) para los sensores Centrilift en fondo de pozo.</b>	El sistema de fácil uso brinda formateo y visibilidad automatizados de la información usada para optimizar el rendimiento del sistema en fondo de pozo y maximizar la producción.
<b>Sistema Gráfico de Control (GCS) con pantalla de visibilidad mejorada a la intemperie</b>	Brinda fácil acceso y control de la información durante la configuración y operación. Incluye capacidades de eventos y análisis de tendencias.
<b>Satisface los requerimientos NEMA 4 para gabinetes</b>	La alta calificación ambiental brinda protección para los sensibles dispositivos electrónicos en aplicaciones a la intemperie.
<b>Amperímetro electrónico.</b>	Brinda precisión y confiabilidad superiores comparado con los registradores de gráfico estándar.
<b>Control de torque de motor.</b>	Aumenta la vida útil del sistema de bombeo evitando condiciones de exceso de torque sobre el equipo en fondo de pozo.
<b>Entrada/salidas</b>	Mejor capacidad de monitoreo y control

**Tabla N°13.-Características y Beneficios Variador de velocidad ELECTROSPEED 3**

Fuente: Manual "Centrilift World Headquarters, 200 West Stuart Roosa Drive Claremore, ok 74017- 3095", BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.

<sup>17</sup> Manual "Centrilift World Headquarters, 200 West Stuart Roosa Drive Claremore, ok 74017- 3095", BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.

Las especificaciones del variador de frecuencia o el controlador de arranque directo se muestran en la Tabla N°14.

<b>ESPECIFICACIONES DE ELECTROSPEED 3</b>	
<b>Voltaje de entrada</b>	380 V – 480 V, 50 ó 60 Hz
<b>Voltaje de salida</b>	380 V – 480 V
<b>Frecuencia de entrada</b>	48 Hz – 52 Hz
<b>Frecuencia de salida</b>	10 Hz – 120 Hz
<b>Forma de onda de salida</b>	6 pasos/ modulación ancho de pulso/ FPWM.
<b>Armónicos de entrada</b>	6 pulsos/ 12 pulsos/ cumple con IEEE
<b>Controles de operador</b>	Configuración y operación pro teclado

**Tabla N°14.-Especificaciones del Variador ELECTROSPEED 3**

*Fuente: Manual “Centrilift World Headquarters, 200 West Stuart Roosa Drive Claremore, ok 74017- 3095”, BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.*

### **Caja de unión o venteo**

La caja de venteo conocido como caja de conexiones nos permite realizar maniobras de conexiones entre el equipo de superficie y el equipo de fondo de pozo, así también ventear el gas que pueda venir por el cable de potencia desde el fondo de pozo. (Ver Figura N°15)



**Figura N°15.- Caja de Venteo.**

*Fuente: Andes Petroleum, Bloque Tarapoa, Campo Fanny 18B – PAD 100; Baker Hughes*



### Conjunto de transformadores

Los transformadores son dispositivos electromagnéticos transmisores de potencia eléctrica en modalidad de corriente alterna. (Figura N°16)



**Figura N°16.- Conjunto de transformadores**

*Fuente: Campo Fanny 18B – PAD 100, Andes Petroleum, Bloque Tarapoa.*

Los transformadores se clasifican de acuerdo con sus características de la siguiente manera:

- *Por su capacidad*

Transformador de distribución. Son los transformadores con una capacidad de hasta 500 KVA.

Transformador de potencia. Son los transformadores con una capacidad mayor de 500 KVA.

- *Por su tensión.*

Transformador de baja tensión. Son los transformadores que operan con una tensión de 600 volts o menor.

Transformador de media tensión. Son los transformadores que operan con una tensión desde 600 hasta 4160 Volts.

Transformador de alta tensión. Son los transformadores que operan con una tensión de superior a los 13800 volts.

- *Por su sistema de disipación de calor.*

Transformadores con aislamiento tipo seco:

Clase AA: Auto enfriado

Clase AA/AFA: Auto enfriado y enfriado por aire forzado

Transformadores sumergidos en líquido aislante:

Clase OA:	Auto enfriado
Clase OA/FA:	Auto enfriado y Enfriado por aire forzado
Clase OA/FA/FA:	Auto enfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado.
Clase OA/FA/FOA:	Auto enfriado/enfriado por aire forzado y enfriado por aire y líquido aislante.
Clase FOA	Enfriado por aire y líquido aislante

### **Cables del sistema BES (Bomba Electrosumergible).**<sup>18</sup>

El cable del sistema de Bombeo Electrosumergible transmite energía eléctrica, es estándar en la industria petrolera por confiabilidad y durabilidad en condiciones muy complejas de fondo de pozo.

El cable CEL es para condiciones extremas en fondo de pozo, caracterizado por una aislante especial de goma EPDM resistente al crudo para mayor fuerza dieléctrica y excelente resistencia a la descompresión. El cable CPL se adecúa mejor a condiciones frías en el pozo y se caracteriza por un robusto aislante de polipropileno especialmente diseñado para resistir el deterioro y extender la vida útil. Ambos diseños tanto el CEL como el CPL utilizan una cubierta de plomo puro sobre el aislante, resistente a la corrosión y la fatiga, para mayor flexibilidad y vida útil. El plomo en ambos diseños es de la más alta y nueva tecnología, que utilizan controles de diámetro láser para la mayor calidad y uniformidad. Estas características hacen que los cables CEL y CPL sean ideales para pozos con alto contenido de gas o altos niveles de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

Para protección adicional en el cable CEL se utiliza cinta de acolchado para proteger la cubierta de plomo durante la aplicación del blindaje. El cable CEL es aplicable a un amplio rango de temperaturas desde -40°F (-40°C) a 450°F (232°C) mientras el cable CPL es clasificado desde -40°F (-40°C) hasta 257°F (125°C).

Para condiciones favorables de fondo de pozo, el cable CPN se caracteriza por tener el mejor grado de polipropileno y una chaqueta de goma de nitrilo especialmente formulada para brindar protección física adicional contra el gas, el calor y la presión. La coraza de acero galvanizado brinda protección total en ambas configuraciones tanto redonda como plana. El cable CPN es aplicable en un rango de temperaturas desde -30°F (-34°C) hasta 205°F (96°C).

---

<sup>18</sup> Manual: Centrilift World Headquarters, Baker Hughes: [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com); CEN-06-0126, Vigente 04-07.

- **Tipos de Cables del sistema BES**

Los tipos de cables utilizados en el sistema BESCO son los mismos que se emplean con el sistema BES a continuación se indica sus características y beneficios en la Tabla N°15 y en el Anexo “B-5” se encuentra las especificaciones de cada Tipo de Cable.

<b>Tipos de cables del sistema BES</b>	
<b>Características:</b>	<b>Beneficios:</b>
<b>CEL:</b> Aislante de goma EPDM resistente al crudo.	Resiste a la descompresión para extender la vida del cable
<b>CPL:</b> Aislante robusto de polipropileno	Resiste el daño y la degradación producida por los fluidos del pozo
<b>CPN:</b> Chaqueta de Nitrilo resistente al crudo.	Protege el aislamiento y extiende la vida
Cubierta de plomo virgen.	Mejora la flexibilidad y la vida útil del cable
Coraza recubierta de acero galvanizado	Protege contra la corrosión de los fluidos del pozo
Conductor sólido de cobre.	Previene la migración del gas en el cable, fácil de empalmar, un menor diámetro del cable en general

**Tabla N°15.- Tipos de Cables del Sistema BES**

*Fuente: “Manual Centrilift World Headquarters, Baker Hughes: [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com); CEN-06-0126, Vigente 04-07”.*

En la Figura N°17, se muestra los cables señalados anteriormente.



**Figura N°17.- Tipos de Cables del Sistema BES**

*Fuente: Manual “Centrilift World Headquarters, Baker Hughes: [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com); CEN-06-0126, Vigente 04-07”.*

- **Cable de conexión del motor**

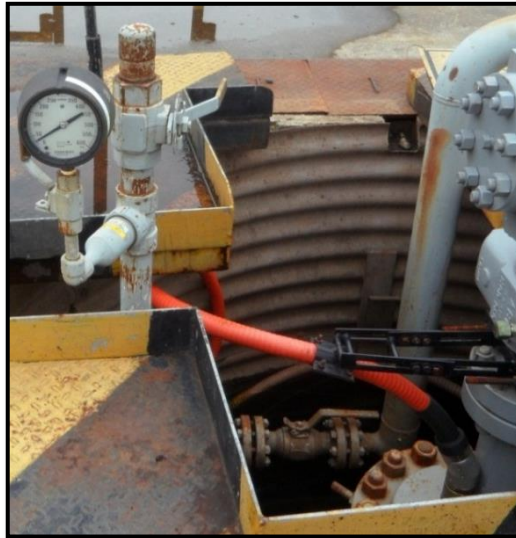
El cable de conexión del motor es de diámetro menor, normalmente #5 o #4, está protegido por una carcasa de monel. Esta carcasa es resistente a la acción de los ácidos y de la corrosión y más bien débil para la protección mecánica.

El monel es bastante flexible y se presta al fácil manipuleo, esta es la razón por la que hay que tener mucho cuidado cuando se trabaje con este cable.

Las fases son sólidas y se conectan al cable de potencia principal por el empalme o junta que se hace con unos manguitos metálicos llamados “nicco press” y unas cintas aislantes para evitar la penetración del agua a las conexiones. La estructura final de este empalme es bastante sólida y debe de ser hecha de manera tal que no incremente demasiado su diámetro exterior a fin de no perjudicar el libre desplazamiento hacia el interior del pozo.

Las medidas de este cable, aunque pueden ser pedidas de acuerdo a los requerimientos del usuario, usualmente oscilan entre los 50, 90 y 100 pies y su instalación en el pozo depende de la longitud del equipo BSCP de fondo.

Es muy importante que no se deje demasiada longitud de cable de extensión en la sarta de producción debido a su limitación de la coraza del cable. Así mismo prever que el empalme del cable de extensión con el cable de potencia no quede frente al equipo BSCP de fondo, para evitar problemas posteriores en la introducción del equipo BSCP. (Ver Figura N°18)



**Figura N°18.- Cable plano #2 C/CAP 3/8".**

*Fuente: Campo Fanny18B –PAD 100, Bloque Tarapoa - Andes Petroleum.*

- **PothHead**

Es una conexión eléctrica tipo macho solida con 3 fases, que se adapta a la conexión del motor. Esta conexión, llamada mufa, puede ser de 2 tipos: de enchufe y de empalme. La primera, simplemente se exponen las fases del cable y se enchufa a la conexión, tipo hembra, del motor. La segunda, la conexión del motor termina en 3 fases con manguitos de conexión que se adaptan a las fases de la mufa del cable guía, para luego con cintas eléctricas aislantes envolverlas y fija esta conexión.

### **Componentes de Accesorios (válvula de retención, válvula de drenaje).**

- **Válvula de Retención**

La válvula de retención es instalada 2 ó 3 tubos encima de la bomba. La función principal de esta válvula es mantener la columna llena de fluido encima de la bomba.

- ***Válvula de Drenaje***

Esta válvula es necesaria cuando se utiliza la válvula de retención para que se recupere la tubería de producción en el caso de no poder drenar el fluido.

**b) Descripción de cada equipo de fondo:**

El Equipo de Fondo está compuesto:

- Tubería de producción
- Bomba PCP (Rotor, Estator, Elastómeros)
- Conjunto de eje flexible
- Sello.
- Mecanismo reductor
- Motor del sistema BES.
- Cable del sistema BES.

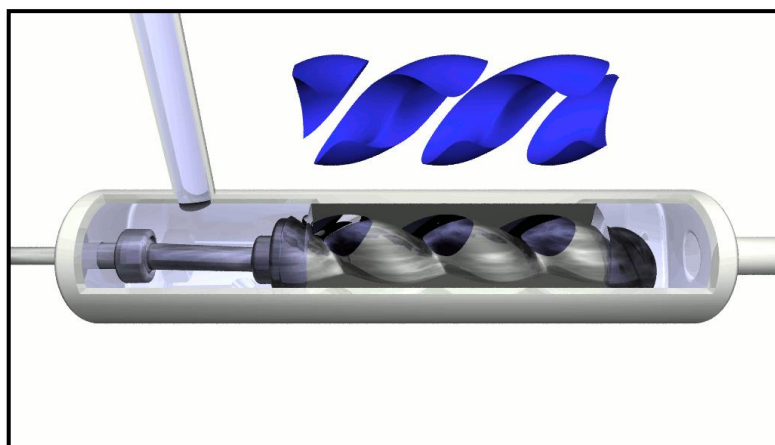
**Bomba PCP (Rotor, Estator, Elastómeros)**

Un equipo ESPCP está conformado por una Bomba de Cavidad Progresiva (que forma parte de la familia de bombas de desplazamiento positivo) y un motor eléctrico de fondo de similares características a los utilizados en los equipos BES (Bomba electro sumergible). El bombeo por cavidad progresiva proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo.

- **Operación de la Bomba de Cavidad Progresiva (PCP)**

Un sistema PCP consta básicamente de un accionamiento en superficie (VSD) y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado.

La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga. (Ver Figura N°19).



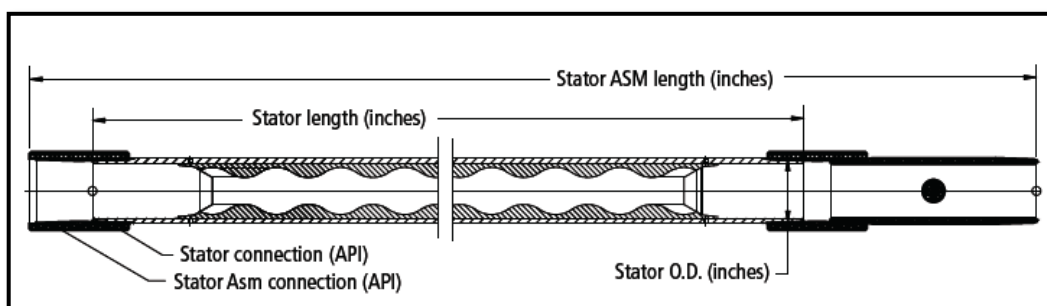
**Figura N°19.- Operación de la Bomba de Cavidad Progresiva.**

Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com,29956T](http://www.bakerhughes.com,29956T).

- **La Geometría de la Bomba de Cavidad Progresiva**

La geometría de la bomba forma una serie de cavidades de 180 grados idénticas dando un proceso de volumen fijo de fluido a través de la bomba separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas.

Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo, como lo podemos observar en la Figura N°20.



**Figura N°20.- Geometría de la Bomba de Cavidad Progresiva.**

Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com,29956T](http://www.bakerhughes.com,29956T).

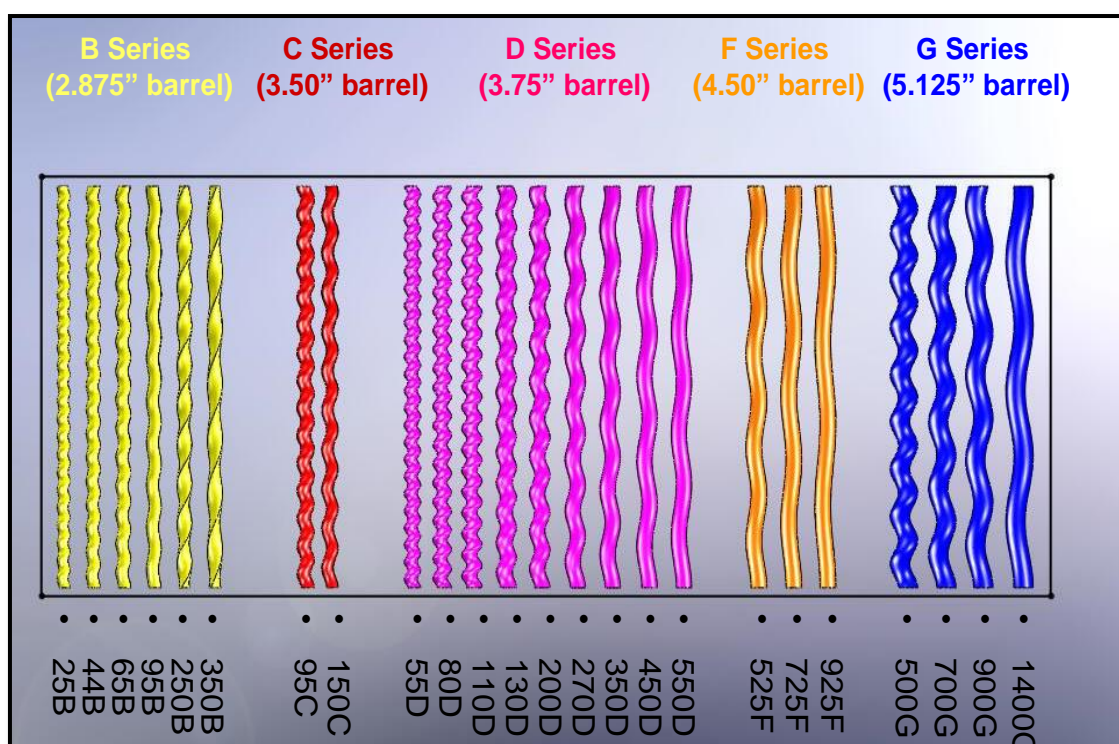
- **Longitudes de las Bombas de Cavidad Progresiva**

Las longitudes más cortas son geometrías más aceptables para aplicar en crudo pesado de alta viscosidad y con sólidos. La razón es que los fluidos más viscosos no viajan tan rápido como los fluidos más ligeros, así si solo se tiene una revolución para llenar una cavidad la distancia que el fluido pesado debe viajar necesita ser tan corta como sea posible para llenar la cavidad entera.

Las longitudes más largas son geometrías más adecuadas para fluidos más ligeros y altas tasas de flujo. La limitación es la capacidad de presión y torque, puesto que hay más área superficial para la fricción para tener efecto

- **Modelos de las Bombas de Cavity Progresiva**

Los modelos de las bombas de cavidad progresiva se muestran en la figura N°19, para nuestro estudio se tomara la serie D, donde el diapasón más largo es igual a la fase más larga dando lugar a las bombas más largas, por ejemplo para ratas de flujo de 100 rpm, el modelo es de 350-D es decir serie “D”: 3.75” diámetro externo del estator y 2600 presión nominal de la bomba. (Ver Figura N°21)



**Figura N°21.- Geometría de la Bomba de Cavity Progresiva.**

Fuente: Manual “Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems”, PCP overview, [www.bakerhughes.com,29956T](http://www.bakerhughes.com,29956T).

- **Guía de Especificaciones de las Bombas de Cavity Progresivas**

En la Tabla N°16, se muestran las especificaciones del modelo de bomba tipo serie “D” en cavidades progresivas, para las diferentes tasas flujo, de presión, de rotor y estator, también para mayor entendimiento en el ANEXO “B-6” se encuentran todas las series de las bombas.



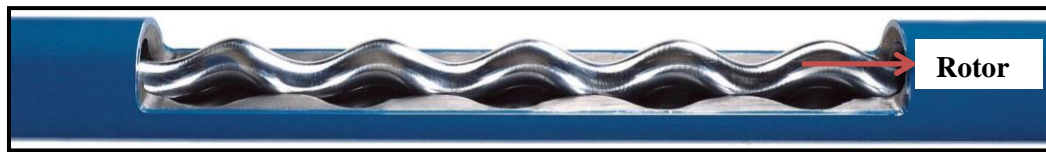
Modelo de Bomba		Tasa		Presión		Rotor		Min. Tubing	Estator				
Imperial	Métrico	bfpd	m3/d	psi	bar	Longitud	Medida pasador	A superficie	Estator	Conexión Estator	Estator	Ensamble Estator	Ensamble Estator
		rpm	rpm			(Pulg.)	(Pulg.)	Pulg.	Longitud (pulg.)	(API)	O.D. (pulg.)	Longitud (pulg.)	Conexión (API)
110-D-0900	18-D-62	1.1	0.18	900	62	75.00	1.000 API	2.875	60.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	83.25	3.500 in. - 8 EUE
110-D-1300	18-D-90			1300	90	96.00			81.00			104.25	
110-D-1800	18-D-124			1800	124	119.00			104.00			127.25	
110-D-2300	18-D-158			2300	158	145.00			130.00			153.25	
110-D-2600	18-D-179			2600	179	164.50			149.50			172.75	
130-D-0900	21-D-62	1.3	0.21	900	62	87.00	1.000 API	2.875	72.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	95.25	3.500 in. - 8 EUE
130-D-1300	21-D-90			1300	90	122.00			107.00			130.25	
130-D-1800	21-D-124			1800	124	160.00			145.00			168.25	
130-D-2300	21-D-158			2300	158	194.50			179.50			202.75	
130-D-2600	21-D-179			2600	179	227.00			212.00			235.25	
130-D-3600	21-D-248			3600	248	302.00			287.00			310.25	
200-D-0900	32-D-62	2	0.32	900	62	103.50	1.000 API	2.875	88.50	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	111.75	3.500 in. - 8 EUE
200-D-1300	32-D-90			1300	90	147.50			132.50			155.75	
200-D-1800	32-D-124			1800	124	193.00			178.00			201.25	
200-D-2300	32-D-158			2300	158	238.00			223.00			246.25	
200-D-2600	32-D-179			2600	179	275.00			260.00			283.25	
200-D-3600	32-D-248			3600	248	370.50			355.50			378.75	
270-D-0900	43-D-62	2.7	0.43	900	62	129.00	1.000 API	2.875	114.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	137.25	3.500 in. - 8 EUE
270-D-1300	43-D-90			1300	90	177.50			162.50			185.75	
270-D-1800	43-D-124			1800	124	246.50			231.50			254.75	
270-D-2300	43-D-158			2300	158	316.50			301.50			324.75	
270-D-2600	43-D-179			2600	179	362.00			347.00			370.25	
270-D-3600	43-D-248			3600	248	477.50			462.50			485.75	
350-D-0900	56-D-62	3.5	0.56	900	62	161.00	1.000 API	2.875	146.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	169.25	3.500 in. - 8 EUE
350-D-1300	56-D-90			1300	90	235.50			220.50			243.75	
350-D-1800	56-D-124			1800	124	314.50			299.50			322.75	
350-D-2300	56-D-158			2300	158	389.00			374.00			397.25	
350-D-2600	56-D-179			2600	179	459.00			444.00			467.25	
450-D-0900	72-D-62	4.5	0.72	900	62	216.00	1.000 API	2.875	201.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	224.25	3.500 in. - 8 EUE
450-D-1300	72-D-90			1300	90	299.50			284.50			307.75	
450-D-1800	72-D-124			1800	124	415.00			400.00			423.25	
450-D-2300	72-D-158			2300	158	516.50			501.50			524.75	
450-D-2600	72-D-179			2600	179	583.00			568.00			591.25	

**Tabla N°16.- Especificaciones de la Bomba serie “D”.**

(Fuente: Manual “Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems”, PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com),29956T).

- **Rotor**

El rotor es una barra cilíndrica interna de acero de un material altamente resistente a la abrasión, conformada por una sola hélice que se conecta a un motor de fondo que a su vez conectado a la caja reductora. Los rotores son de acero especiales endurecidos, aceros al Cr-Ni, al Cr-Ni-Mo, aleaciones especiales de cromato duro y cubrimiento de materiales sintéticos o esmaltados, son de alta resistencia a fluidos con alto contenido de agua y arena, corrosión, abrasión, etc. (ver Figura N°22)

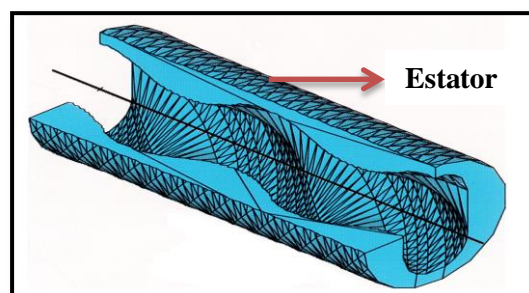


**Figura N°22.-Diagrama del Rotor**

*Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com),29956T.*

- **Estator**

El Estator es un cilindro externo de acero revestido internamente con un elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de dos hélices adherido fuertemente a dicho cilindro, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. El Estator se baja al pozo con la tubería de producción o con la sarta de cabillas (bombas tipo Insertables) (ver Figura N°23).



**Figura N°23.-Diagrama del Estator.**

*(Fuente: ESP Oil\_Copyright\_01-P35/The document is property of ESP Oil Consultants; any reproduction is strictly forbidden and will be prosecuted.)*

- ***Elastómeros***

El elastómero es un polímero de alto peso molecular con una propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, este reviste internamente al estator siendo así la base del sistema PCP (bomba de cavidad progresiva). También hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de las bombas.

Los Elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. Los Elastómeros más utilizados en la aplicación PCP, poseen base Nitrílica (convencionales), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) o Fluoroelastómeros.

Características deseables en los Elastómeros son las siguientes:

- Posee buena resistencia química a los fluidos a transportar.
- Tiene buena resistencia térmica.
- La capacidad de recuperación elástica.
- Adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga.

Parámetros de las propiedades requeridas para los elastómeros:

- Hinchamiento: del 3 al 7% (máximo).
- Dureza Shore A: 55 a 78 puntos.
- Resistencia a la tensión: Mayor a 55 Mpascal
- Elongación a la ruptura: Mayor al 500%
- Resistencia a la fatiga: Mayor a 55.000 ciclos
- Resistencia al corte: Mayor a 4 Kgrs/mm.

**Propiedades de los elastómeros**

Las propiedades de los elastómeros son las siguientes: Dureza, Resistencia y elongación de ruptura, Desgarre, Fatiga dinámica, Deformación Permanente, Resistencia a abrasión, Histéresis y Resistencia.

- **Dureza**

Consiste en la resistencia que ofrece el material al ser penetrado por un indentor de dimensiones estandarizadas bajo una carga específica. En los elastómeros la dureza varía desde 48 puntos Shore-A hasta 82 puntos Shore-A.

- **Resistencia y elongación de ruptura**

La resistencia a la ruptura es el máximo esfuerzo que soporta el material antes de romperse al ser sometido a tracción, mientras que la elongación de ruptura es la máxima elongación que sufre el material antes de ceder (romperse). La resistencia a la tracción del elastómero depende del contenido de cargas reforzantes en la formulación y del grado de vulcanización del elastómero.

- **Desgarre**

La resistencia al desgarre consiste en medir la fuerza por unidad de longitud requerida para producir el desgarramiento de las probetas del material de dimensiones específicas.

- **Fatiga dinámica**

Los ensayos de fatiga dinámica tienen el objeto de evaluar la resistencia del material cuando es sometido a un estado de esfuerzos cíclicos prolongados. La determinación de esta propiedad es de gran importancia por la evaluación de estatores de bombas de cavidades progresivas, debido a que durante el giro del rotor el material está sometido a la acción de esfuerzos cíclicos que ocasionan fatiga en el material. El elastómero se considera satisfactorio si resiste más de 55.000 ciclos en una máquina de flexión sin romperse.

- **Deformación permanente**

Esta propiedad está relacionada con la capacidad de recuperación elástica que posee el material y los fenómenos de disipación de energía asociados con el proceso deformativo, esta propiedad determina la capacidad del estator de mantener el ajuste de la bomba (interferencia rotor & estator) durante su operación. Mientras mayor es la energía disipada mayor es la deformación permanente en el elastómero.

- **Resistencia a la abrasión**

Esta propiedad implica la resistencia del elastómero a materiales abrasivos. La determinación de esta propiedad es de particular relevancia para el caso de bombas de cavidades progresivas en las cuales se requiera el manejo de crudos con altos contenidos de arena.

- **Histéresis**

Es una medida de la cantidad de energía disipada durante el proceso de deformación. Particularmente, la histéresis se define matemáticamente como:

$$\text{Histéresis (H)} = 1 - \text{Resistencia (R)}$$

- **Resistencia**

Es la propiedad contraria a la histéresis y está relacionada con la capacidad de recuperación elástica.

- **Vulcanización**

El proceso por el cual se introduce una red de enlaces cruzados se denomina vulcanización. Transforma a un elastómero desde una masa termoplástico débil sin propiedades mecánicas útiles, en un caucho fuerte, elástico y tenaz.

### **Los cambios más comunes en las propiedades de los elastómeros.**

- **Hinchamiento**

Origina una excesiva interferencia y como consecuencia, un torque excesivo en las cabillas y calentamiento (posible destrucción) del Elastómero. Se debe destacar que un hinchamiento del 3 al 5 % puede ser manejado con rotores de menor diámetro y que algunos fabricantes inclusive garantizan algunos de sus materiales para hinchamientos mayores, no obstante se debe tener presente que estos elastómeros pudieran ser utilizados siempre y cuando las propiedades mecánicas de los mismos no se vean afectadas más allá de los límites permisibles.

- **Endurecimiento**

Afecta negativamente a la resistencia y como consecuencia la eficiencia de la bomba.

- **Reblandecimiento**

Deteriora la hermeticidad entre las cavidades y por ende la eficiencia de la bomba.

### **Tipos de Elastómeros y su caracterización**

Uno de los componentes más importantes dentro del conjunto ESPCP es el elastómero utilizado para revestir el housing de la bomba de cavidad progresiva, es por ello que es tan crítico el seleccionar el correcto tipo de elastómero para la aplicación deseada.

La selección del elastómero dependerá de los siguientes factores:

- Composición del crudo (Gravedad específica, aromáticos, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, corte de agua)
- Temperatura del crudo a nivel de la bomba
- Abrasividad
- Tipo de tratamiento químico aplicado al pozo

En la Tabla N°17 se muestra los tipos de elastómeros y sus correspondientes limitaciones.

Nominación	Limitaciones
<b>LT 2000</b>	Hasta 25° API
	Hasta 180 °F
	40% de gas libre al Intake
	0.03% H <sub>2</sub> S
	15% CO <sub>2</sub>
<b>LT 3000</b>	Hasta 35° API
	Hasta 250 °F
	40% de gas libre al Intake
	1% H <sub>2</sub> S
	15% CO <sub>2</sub>
<b>LT4000</b>	Hasta 40° API
	Hasta 300 °F
	40% de gas libre al Intake
	1% H <sub>2</sub> S
	15% CO <sub>2</sub>

**Tabla N°17.- Limitaciones de los Elastómeros.**  
Fuente: Manual de Baker Hughes- Andes Petroleum

#### Aspectos para una correcta selección de elastómeros

- **Gravedad Específica del Crudo**

Los crudos livianos generalmente son más agresivos ya que contienen aromáticos de bajo peso atómico (como por ejemplo benceno, tolueno, xileno, etc) que son altamente compatibles con elastómeros de nitrilo y causan hinchazón del material. Típicamente crudos con grado API menores a 25° pueden ser manejados con elastómeros convencionales de nitrilo de la serie LT2000, mientras que crudos de mayor grados API requieren un elastómero más resistentes como el LT4000.

- **Contenido Aromático del Crudo**

En cuanto a la selección del tipo de elastómero, se recomienda la utilización del siguiente criterio: crudos con aromáticos ligeros con concentraciones menores al 1% pueden ser manejados por gomas de nitrilo convencionales como el LT2000, para concentraciones entre el 1 a 5% se recomienda el uso de un elastómero más resistente como el LT4000. Concentraciones mayores al 6% requerirían una consideración especial.

- **Corte de agua en el crudo**

Los elastómeros tienen una excepcional resistencia al agua de formación. El agua de formación causa únicamente un grado limitado de hinchazón ya que es más polar que las gomas de nitrilo. De cierta forma se puede considerar que el agua actúa como un diluyente de los aromáticos más agresivos presentes en el crudo disminuyendo el poder de hinchazón de la mezcla bifásica del crudo. Sin embargo bajo largos periodos de tiempo y temperaturas altas puede causar problemas de hinchazón.

- **Contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en el crudo**

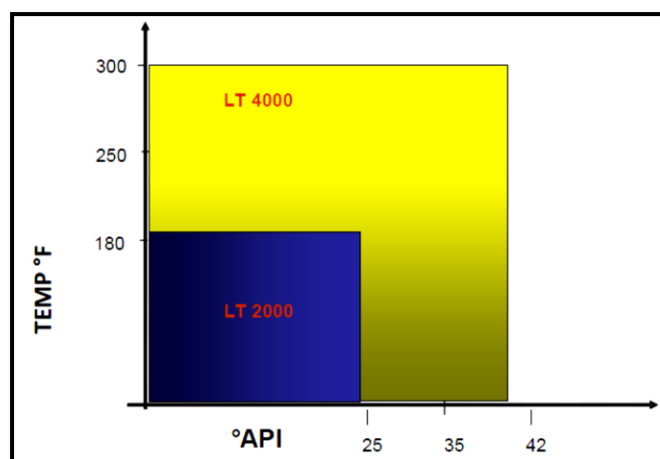
El H<sub>2</sub>S causa un cierto grado de rigidez en los elastómeros de nitrilo debido a una reacción química con la estructura de la goma. Este gas causa el endurecimiento, contracción y finalmente ruptura del material. Para manejar concentraciones sobre las 300 ppm de este gas se recomienda el uso del elastómero LT4000.

El CO<sub>2</sub> causa el efecto opuesto en la goma de nitrilo del elastómero, mientras que el H<sub>2</sub>S la endurece el CO<sub>2</sub> se difunde en la matriz de la goma causando hinchazón y suavizándola debido a una interacción física. Las concentraciones de CO<sub>2</sub> bajo las 20.000 ppm son consideradas bajas y pueden ser manejadas por la mayoría de elastómeros; concentraciones mayores requieren elastómeros de mayor resistencia como el LT2000 y LT4000.

En base a pruebas de campo los elastómeros LT2000 aparentan ser los mejores para manejo de altas concentraciones de CO<sub>2</sub>, sin embargo LT4000 muestra un manejo tan bueno en pruebas de laboratorio.

- **Temperatura de servicio**

Debido a que los elastómeros son componentes orgánicos, ellos muestran una limitada resistencia a la temperatura. Típicamente el límite de temperatura de trabajo para los elastómeros de las PCP es de 180°F para compuestos de goma de nitrilo comunes (NBR) y de 300°F para nitrilos hidrogenados (HNBR). (Ver Figura N°24)



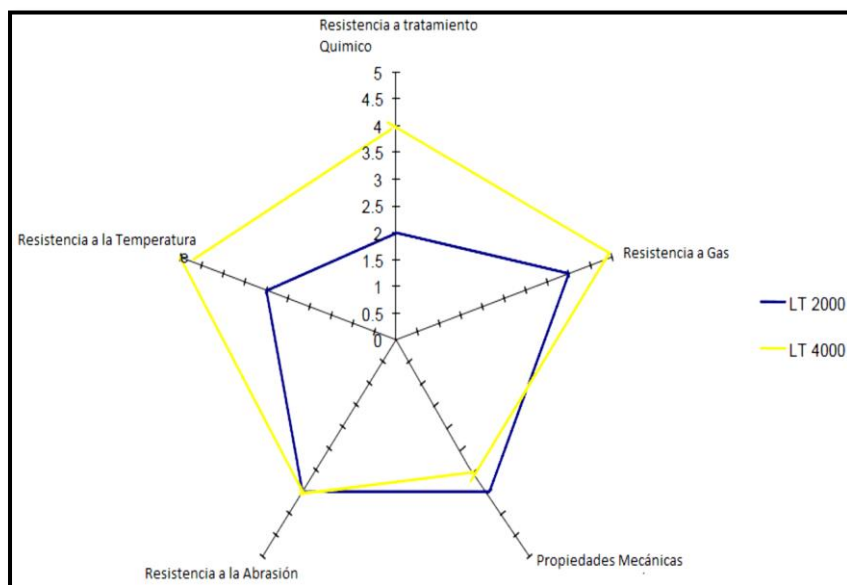
**Figura N°24.- Selección de elastómeros en base a la temperatura y el grado API.**

*Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd– Baker Hughes*

- **Contenido de arena en el crudo.-**

Los crudos con alta cantidad de arena requieren elastómeros con una excelente capacidad recuperación elástica que permita el paso de las partículas de arena a través del elastómero sin causar daño en la goma.

El contenido de arena y el tamaño de las partículas tienen una influencia en el desgaste del elastómero, usualmente contenidos de arena bajo el 1% son considerados bajos; entre el 1 y el 3% son considerados medios y sobre 3% altos.



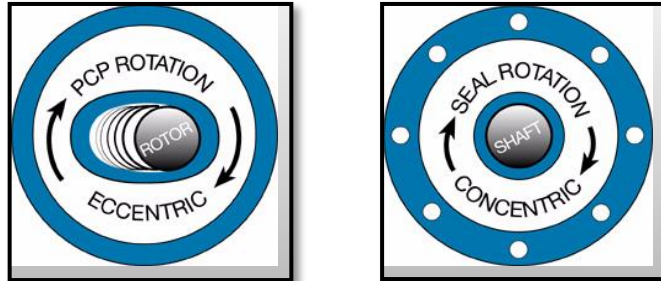
**Figura N°25.- Selección de elastómeros en base a su resistencia a Diversos factores.**

*Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd– Baker Hughes*



### **Conjunto de eje flexible (FSA)**

Convierte la rotación concéntrica del sello en rotación excéntrica para la bomba, mediante un eje largo de alta resistencia. Transfiere el empuje axial al sello. (Ver Figura N°26)



**Figura N°26.- Conjunto de eje flexible (FSA)**

*Fuente: Manual “Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems”, PCP overview, [www.bakerhughes.com,29956T](http://www.bakerhughes.com,29956T).*

- **Especificaciones técnicas**

Las especificaciones técnicas correspondientes al conjunto de eje flexible son:

400 Series:

Mínimo tamaño de casing: 5 ½” – 17 lb.

500 Series:

Mínimo tamaño de casing: 7” – 32 lb.

600 Series:

Mínimo tamaño de casing: 8 5/8” – 44 lb.

Máximo Intake flow: 8400 bpd (1.335 m<sup>3</sup>/d)

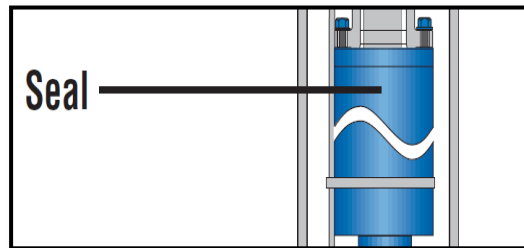
### **Sello (Seal)**

Evita que los fluidos del pozo ingresen a la caja reductora y al motor. Permite que el aceite lubricante del motor y caja reductora se expanda cuando varía la presión o temperatura. Ecualiza la presión interna del motor y de la caja reductora con la presión del pozo y adicionalmente absorbe el empuje o carga axial de la bomba. (Ver Figura N°27)

Este sistema de sello es similar al bombeo Electrosumergible con:

- Posee 3 cámaras con sistema de doble bolsa.
- Tiene cojinetes de carga intermedia para soportar bajas velocidades.

- Mejor diseñado con eje estriado 1/8" más largo que el eje estándar de inconel.
- Utiliza sellos mecánicos PFS y aceite para PCP.



**Figura N°27.- Sello con 3 cámaras de sistema doble bolsa.**

*Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com), 29956T.*

### **Mecanismo reductor (GRU)**

Es el componente que reduce mecánicamente las revoluciones del motor mediante un juego de engranajes de tipo doble planetario e incrementa el torque. Se ubica directamente sobre el motor y por debajo del sello. (Ver Figura N°28)



**Figura N°28.- Mecanismo Reductor (GRU)**

*Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com), 29956T.*

El mecanismo reductor tiene un diseño doble planetario de:

- 9 : 1 Reducción (3:1 x 3:1)
- 11.42 : 1 Reducción
- 2917 rpm entrada = 324 rpm rendimiento (50 Hz)
- 3500 rpm entrada = 389 rpm rendimiento (60 Hz)

Utiliza lubricante para engranajes de alta rigidez dieléctrica, este tiene una eficacia alta, mayor al 98% a altas temperaturas.

La primera función del mecanismo reductor está caracterizada por los siguientes aspectos como se muestra en la Tabla N°18, esta función provista por una velocidad aceptable para una PCP, con un rango normal que va desde 100 a 500 rpm.

<b>Frecuencia (Hz)</b>	<b>Motor Speed (rpm)</b>	<b>Gear Ratio</b>	<b>Pump Speed (rpm)</b>
<b>30</b>	1750	11.5 : 1	152
<b>40</b>	2333	11.5 : 1	203
<b>50</b>	2917	11.5 : 1	254
<b>60</b>	3500	11.5 : 1	304
<b>70</b>	4083	11.5 : 1	355

**Tabla N°18.- Primera función del mecanismo reductor.**

*Fuente: Manual “Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems”-Baker Hughes.*

La segunda función del mecanismo reductor se caracteriza por los siguientes aspectos como se muestra en la Tabla N°19, su función es incrementar el torque disponible para la bomba.

<b>Motor Output Torque (ft lbs)</b>	<b>Gear Ratio</b>	<b>Gear reducer Output torque (ft lbs)</b>
<b>50</b>	<b>11.5 : 1</b>	<b>575</b>
<b>100</b>	<b>11.5 : 1</b>	<b>1150</b>
<b>150</b>	<b>11.5 : 1</b>	<b>1725</b>
<b>200</b>	<b>11.5 : 1</b>	<b>2300</b>

**Tabla N°19.- Segunda función del mecanismo reductor**

*Fuente: Manual “Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems”, PCP overview,  
www.bakerhughes.com,29956T.*

## Especificaciones técnicas del mecanismo reductor<sup>19</sup>

En la Tabla N°20 se muestra las especificaciones técnicas generales del mecanismo reductor.

Tamaños disponibles:		
400 Series	4.25 in O.D.	
	4.40 in O.D.	
500 Series	5.25 in O.D.	
	5.38 in O.D.	
600 Series	6.75 in O.D.	
700 Series	7.25 in O.D.	
Radios disponibles:		
	50 Hz	60 Hz
9 : 1	324 rpm	389 rpm
11.5 : 1	253 rpm	304 rpm

**Tabla N°20.- Especificación técnica del Mecanismo Reductor.**

Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com), 29956T.

## Motor Eléctrico

El motor electro sumergible es un equipo estándar utilizado para cualquier sistema BES, es un motor trifásico de inducción tipo jaula de ardilla el cual consiste de un diseño de 2 polos que opera a 3600 rpm a 60Hz. Es capaz de soportar temperaturas de hasta 400°F (204°C) y utiliza un aceite de alta resistencia dieléctrica y de propiedades lubricantes. Para el enfriamiento del motor se lo hace por circulación interna del aceite dieléctrico del motor y con el flujo del pozo alrededor de la parte exterior del motor.

La temperatura está determinada por el pozo, el porcentaje de carga dada al motor, velocidad de fluido alrededor de este y la cantidad de energía disponible (voltaje disponible). Mientras que el voltaje en superficie, puede ser cambiado para ajustar la capacidad de HP y el rendimiento del motor. (Ver Figura N°29)

---

<sup>19</sup> Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com), 29956T.



**Figura N°29.- Diagrama del motor eléctrico.**

*Fuente: Manual “Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems”, PCP overview,  
www.bakerhughes.com,29956T.*

Las especificaciones técnicas del motor son:

375 & 400 Series:

Mínimo tamaño de casing: 5 ½” – 17 lb

500 Series:

Mínimo tamaño de casing: 7” – 32 lb

700 Series:

Mínimo tamaño de casing: 8 5/8” – 44 lb

Horsepower Range: 15 – 1500 HP

Voltaje Range: 229 – 4160 volts

c) Diagrama del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavity Progresiva (Anexo B-7).



**Figura N°30.- Sistema De Bombeo Electrosumergible De Cavity Progresiva**

Fuente: Manual "Centrilift World Headquarters", BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.

#### 2.4.8.5. Rango y características de operación del sistema BES y BESP.

En términos generales la Tabla N°21, indica las características técnicas y rango de operación del sistema BES y BESP.

PERFIL	BES	BESP
Profundidad (TVD)	Menores a 15000 ft	Menores a 6500 ft
Volumen levantamiento	Máximo 54 000 BPD	Máximo 6000 BPD
Temperatura del pozo	Menores a 400°F	Menores A 300°F
Resistencia a corrosión	Bueno	Aceptable
Manejo de gas	Aceptable	Bueno
Manejo de solidos	Aceptable	Excelente
Gravedad de fluido	Mayores a 12°API	Menores a 35 °API
Eficiencia	35 a 60%	40 a 85 %

*Tabla N°21.- Características de operación del sistema BES y BESP*

*Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com),29956T.*

#### 2.4.8.6. Beneficios del sistema BESP

A continuación se detallan los beneficios del sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavity Progresiva.

- El diseño del sistema es simple.
- Este sistema maneja fluidos cargados de sólidos.
- Tiene un mejor manejo de fluidos viscosos.
- Opera con un bajo API.
- Maneja fluidos con alto contenido de Gas.
- No crea emulsión durante la operación de la bomba.
- Posee un ahorro en el consumo de energía de hasta 50%.
- Ahorros en costos de energía
- No requiere de inyección de química para facilitar el manejo de fluido de la bomba.

#### 2.4.8.7. Limitaciones del sistema BSCP

Se detallan a continuación las limitaciones del sistema BSCP.

- Incompatibilidad del elastómero con gases en el fluido y algunos aromáticos.
- Limitaciones por calentamiento del Elastómero
- Dificultad para predecir el hinchamiento del elastómero por altas temperaturas.
- Alto torque al arranque mayores al 200% del Torque de funcionamiento

#### 2.4.8.8. Campo de aplicación del Sistema BSCP

En la Tabla N°22 se presenta el campo de aplicación de estas bombas y parámetros técnicos de operación.

VARIABLE	RANGO
Rango de producción:	De 25 BFPD hasta 4500 BFPD
Capacidad de presión:	Hasta 3600 PSI (mayoría de modelos)
Temperatura de yacimiento:	De 80° F hasta 300° F
Gravedad Específica del Fluido:	De 8° API hasta 40° API
Diámetro de las Bombas:	2.87", 3.5, 3.75", 4.50" 5.125"
Perfil del Pozo:	Todos (Vertical, Horizontal, Desviado)

**Tabla N° 22.- Campo de Aplicación de las BSCP.**

*Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com), 29956T.*



## **CAPITULO III**

### **3. DISEÑO METODOLÓGICO**

#### **3.1. TIPO DE ESTUDIO**

El presente estudio es de carácter descriptivo, transversal y prospectivo, el que contará con una investigación bibliográfica y de campo.

- a) Es descriptivo debido a que se realiza un estudio dirigido a determinar la situación de la variable, correspondiente a Optimizar la Producción de crudos pesados mediante Bombeo Electro Sumergible de cavidad progresiva (BESCP) en el campo Fanny.
- b) Prospectivo porque los resultados obtenidos serán aplicados en el futuro a nuevos pozos.
- c) Transversal debido a que el estudio se lo va a realizar en el periodo, conformado entre Diciembre 2012 – Junio 2013.

#### **3.2. UNIVERSO Y MUESTRA**

El Campo Fanny está compuesto por 122 pozos perforados de los cuales 76 pozos actualmente son productores, 46 pozos están cerrados temporalmente (esperando trabajos de Workover), 3 pozos son reinyectores, 5 pozos son inyectores y 8 pozos están cerrados o taponados.

La muestra tomada en base al estudio retrospectivo de la información disponible de dicho campo, son los pozos Fanny 18B\_44, Fanny18B\_96, Fanny18B\_114HST1.

Los mismos que fueron seleccionados de acuerdo a los siguientes criterios técnicos:

- a) Pozos productores de crudo pesado.
- b) Pozos con producción de finos y/o arenas.
- c) Pozos con alto GOR (Relación Gas-Petróleo)
- d) Pozos con bajo potencial y/o índice de productividad (IPR)
- e) Pozos con baja tasa de producción.

- f) Pozos completados con Bombas Electrosumergibles de Cavidad Progresiva (BESCP).
- g) Pozos con problemas operacionales en las bombas eléctricas

Por estas razones los pozos Fanny 18B-96, Fanny 18B-44, Fanny 18B-114HST1, son buenos candidatos para realizar el análisis técnico del desempeño operacional de este tipo de levantamiento artificial implementado en estos pozos, con el fin de optimizar inversión y producción.

### **3.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS**

Para determinar los pozos en estudio se necesita los siguientes métodos y técnicas:

- a) Método volumétrico para determinar las reservas remanentes del Campo Fanny.
- b) Método, Universo y muestra para selección de pozos a estudio.
- c) Pozos completados con Bombeo Electrosumergible (BES), Bombeo Hidráulico (BH), Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP).
- d) Técnica de Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas para crudos pesados.
- e) Método de amplitud de frecuencia para detectar de forma indirecta el tipo de fluido que se halla en las arenas como el petróleo pesado (PowerPoint. JOAN ALELUYA FANNY SUR).

### **3.4. RECOLECCIÓN DE DATOS**

Los datos analizados en la presente Tesis, son obtenidos de la base de datos de los Subprocesos de Geología, Producción y de Yacimientos, pertenecientes a la Coordinación de Explotación y Exploración de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

Los datos necesarios para el desarrollo de este estudio se obtendrán a partir de:

- a) Pruebas de Presión.
- b) Pruebas de Build-UP.
- c) Pruebas PVT.
- d) Reportes de Reacondicionamiento, Reportes de perforación y completaciones de los pozos Fanny 18B-44, Fanny 18B-96, Fanny 18B-114HST1.
- e) Registros eléctricos de pozos Fanny 18B-44, Fanny 18B-96, Fanny 18B-114HST1.
- f) Historial de producción registrada en paquetes informáticos (ORACLE 9i, SICOHI, OFM).

### 3.5. TABULACIÓN DE DATOS Y ANALISIS E INTERPRETACION

Los datos obtenidos serán tabulados y analizados en paquetes informáticos tales como:

- a) Software, Oracle 9i
- b) Software, SICOHI Fiel Mananger.
- c) Software, Oiled Field Manager (OFM)
- d) Software, AutographPC <sup>TM</sup>

Estos programas nos proporcionan un mayor manejo de datos, y así también facilita una mejor interpretación en cuanto se refiere a la Ingeniería de Petróleos. Para comprender mejor a continuación se presenta una pequeña información acerca de estos softwares.

#### a) Software, Oracle 9i

La base de datos Oracle (comúnmente conocida como Oracle RDBMS o simplemente como Oracle) es un sistema de gestión de base de datos producido y comercializado por Oracle Corporation.<sup>20</sup>

#### Almacenamiento

Los RDBMS Oracle almacena los datos lógicamente en la forma de espacios de tabla y físicamente en forma de datos de archivos (ficheros de datos). Los espacios de tabla pueden contener diversos tipos de segmentos de memoria, tales como segmentos de datos, segmentos de indexación, etc. Segmentos a su vez pueden comprender una o más extensiones, estas extensiones son grupos de bloques de datos contiguos. Los bloques de datos forman las unidades básicas de almacenamiento de datos.<sup>21</sup>

#### Procesos de Oracle

El Oracle RDBMS normalmente se basa en un conjunto de procesos que se ejecutan simultáneamente e interactúan para supervisar y agilizar las operaciones de base de datos.<sup>22</sup>

---

<sup>20</sup> [http://docs.oracle.com/cd/E11882\\_01/appdev.112/e11822/whatsnew.htm#CHDBDDJG](http://docs.oracle.com/cd/E11882_01/appdev.112/e11822/whatsnew.htm#CHDBDDJG) (Acceso: Enero 2013)

<sup>21</sup> [http://docs.oracle.com/cd/E11882\\_01/appdev.112/e11822/whatsnew.htm#CHDBDDJG](http://docs.oracle.com/cd/E11882_01/appdev.112/e11822/whatsnew.htm#CHDBDDJG) (Acceso: Enero 2013)

<sup>22</sup> [http://docs.oracle.com/cd/B28359\\_01/server.111/b28318/process.htm#i7241](http://docs.oracle.com/cd/B28359_01/server.111/b28318/process.htm#i7241). (Acceso: Enero 2013)

Entornos operativos típicos pueden incluir algunos de los siguientes procesos individuales:

- Cola avanzada procesos (Qnnn)
- Procesos archivador (arcn)
- Proceso de punto de control (CKPT)
- Procesos escritor base de datos (dbwn)
- Proceso de recuperación de los medios (MRP).
- Proceso de la memoria-manager (MMAN).
- Proceso de servidor de archivos remoto (RFS)
- Procesos de servidor compartido (Snnn)
- Proceso de monitor de sistema (SMON).

## Configuración

Los administradores de bases de datos controlan muchas de las variaciones sintonizables en una instancia de Oracle a través de los valores en un archivo de parámetros.

Este archivo en su forma predeterminada ASCII ("pfile") normalmente tiene un nombre del formato <SID-name> init.ora. El archivo por defecto equivalente binario del servidor, por defecto el formato spfile <SID-name>.ora . Dentro de un entorno basado en SQL, los puntos de vista V \$ PARÁMETROS y V \$ SPPARAMETER da acceso a la lectura de los valores de los parámetros.<sup>23</sup>

### b) Software, SICOHI Fiel Mananger.

SICOHI File Manager v2.0, es una aplicación web que provee facilidades al usuario para enviar su información ágil, integra y efectivamente, sin necesidad de procesos intermedios.<sup>24</sup>

### c) Software, Oil Field Manager (OFM)-

OFM, es un software de análisis de yacimientos ofrece vistas de vigilancia de producción avanzados y potentes herramientas de pronóstico de producción para gestionar y mejorar el rendimiento en el campo de petróleo y gas en todo el ciclo de vida.

---

<sup>23</sup> Chan, Immanuel (julio de 2008). "Glosario". *Oracle Database Performance Tuning Guide 11g Release 1 (11.1)*. Oracle Corporation .

<sup>24</sup> <http://sicohifm.mrnrr.gob.ec/SICOHIFileManager/Forms/formLogin.aspx>. (Acceso: Enero 2013)

La aplicación del Software OFM nos permite:

- Ver, relacionar y analizar los datos de reservas y la producción de herramientas de flujo de trabajo integrales, tales como mapas interactivos de base con las tendencias de producción, análisis de curvas de declinación (exponencial, armónica e hiperbólica), y el análisis de la curva de tipo.<sup>25</sup>
- Conectarse a sus datos de forma rápida, donde quiera que se encuentre, hojas de cálculo, bases de datos u otros repositorios. También actúa como un único punto de análisis para los ingenieros de yacimientos y producción de colaborar y gestionar más pozos en menos tiempo.
- La detección temprana y el diagnóstico de problemas de producción para cualquier tipo de activo (convencional, no convencional, térmica, etc.).
- Visualizar los múltiples gráficos, informes y mapas con filtros más rápidos que mejoran el rendimiento del campo identificando rápidamente el pozo o pozos que ofrecen la oportunidad de aumentar la producción<sup>26</sup>.
- Aplicar normas de ingeniería de flujo de trabajo para el intercambio de mejores prácticas y la evaluación comparativa de múltiples activos y proporciona la flexibilidad que necesitan los usuarios y los activos individuales para capturar soluciones de análisis únicos o técnicas. Soportando despliegues rápidos, escalables y de los flujos de trabajo de toda la empresa para una cartera de activos.

### **OFM capacidades de flujo de trabajo**

Surveillance-Producción software OFM facilita la detección temprana y el diagnóstico de los problemas de producción, la generación rápida de las tendencias de producción, parcelas de diagnóstico, informes, mapas, redes, y las burbujas directamente de los datos corporativos.

Avocet software OFM facilita las operaciones de producción de la plataforma de software, Merak Peep facilita las operaciones del software de economía y el OFM Streamline módulo vigila la inyección de los patrones de agua que se pueden definir a partir de los datos de producción.

---

<sup>25</sup>[http://www.slb.com/services/software/production\\_software/prod\\_analysis\\_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad\\_google\\_sis\\_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow](http://www.slb.com/services/software/production_software/prod_analysis_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad_google_sis_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow). Acceso: Enero 2013.

<sup>26</sup>[http://www.slb.com/services/software/production\\_software/prod\\_analysis\\_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad\\_google\\_sis\\_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow](http://www.slb.com/services/software/production_software/prod_analysis_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad_google_sis_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow). Acceso: Enero 2013.

Cuando se combina con datos de presión, algoritmos PVT, volúmenes y porosidad se pueden llevar a cabo los diferentes gráficos de diagnóstico (Ejemplo: Hall Plot).<sup>27</sup>

La Producción Forecasting análisis de curvas de declinación-tradicional y las técnicas de predicción avanzadas (por ejemplo, la disminución de análisis y pronósticos numéricos) están disponibles para generar una mejor, más rápido y más fiable pronósticos.<sup>28</sup>

#### **d) Software, AutographPC™**

Este paquete informático en la industria de extracción de petróleo y en el diseño de sistema artificial de levantamiento es el más completo y fácil de utilizar. Este software se puede utilizar para diseñar sistemas de producción de todas las líneas de productos de Centrilift, incluyendo: el diseño del Sistema De Bombeo Eléctrico Sumergible (ESP) Sistema De Bombeo Eléctrico Sumergible con cavidades progresivas (ESPCP™); Sistema De por cavidades (RDPCP™); Sistema de Bombeo horizontal de superficie (HPump™), y sistemas de bombeo de gas.<sup>29</sup>

---

<sup>27</sup>[http://www.slb.com/services/software/production\\_software/prod\\_analysis\\_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad\\_google\\_sis\\_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow](http://www.slb.com/services/software/production_software/prod_analysis_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad_google_sis_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow). Acceso: Enero 2013.

<sup>28</sup>[http://www.slb.com/services/software/production\\_software/prod\\_analysis\\_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad\\_google\\_sis\\_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow](http://www.slb.com/services/software/production_software/prod_analysis_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad_google_sis_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow).

<sup>29</sup><http://www.bakerhughes.com/news-and-media/resources/brochures/autographpc-software>; Acceso:Enero-2013.

## **CAPITULO IV**

### **4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS**

Para el óptimo diseño e instalación de las BESCO's se procede a la recolección, sistematización y análisis de datos e información disponible del campo Fanny 18B, tales como estructuras geológicas saturadas de crudo pesado, Análisis de fluidos (PVT), Producción de fluidos y caracterización de los yacimientos, que defina los parámetros necesarios y condiciones óptimas para el correcto diseño e implemento de BESCO's en pozos del campo Fanny 18B.

#### **4.1. Consideraciones técnicas y de selección para la instalación de BESCO's en el campo Fanny 18B**

A continuación se detallan los parámetros de selección y consideraciones técnicas previas a la instalación de bombas BESCO's:

- Yacimientos del campo Fanny 18B saturados con petróleo pesado
- Pozos productores de crudo pesado
- Pozos con alto contenido y producción de arena.
- Pozos con GOR considerablemente alto.
- Pozos con bajas tasas de producción.
- Pozos con bajo índice de productividad (IPR).

La descripción y análisis de cada uno de los parámetros de selección mencionados, es realizado mediante la interpretación de datos de fluido, de producción (tomados de SICOHI FILE MANAGER), mapas estructurales, modelos 3D, análisis PVT y diagramas de completación.

#### **4.1.1. Yacimientos del campo Fanny 18B saturados con petróleo pesado.**

En el campo en estudio los fenómenos de depositación como: la migración, reología del fluido, las características petrofísicas de la roca (Roca madre, Roca reservorio, Roca sello), la presión del reservorio y la temperatura influenciaron considerablemente en la depositación del crudo pesado y mediano del campo.

Con este criterio la operadora del bloque Tarapoa, Andes Petroleum Ltda, visualizó la necesidad de identificar la distribución del tipo de reservorio del campo Fanny-18B y el tipo de fluido que contienen, mediante modelamientos estáticos y dinámicos con datos actuales, en los yacimientos M-1, realizados al año 2011 y posteriormente identificar las zonas con petróleo remanente.

##### **a) Distribución estructural de campo Fanny 18B mediante modelamiento geológico 3D.**

El modelamiento del campo en estudio fue realizado mediante el paquete informático PETREL, se menciona a continuación los resultados obtenidos.

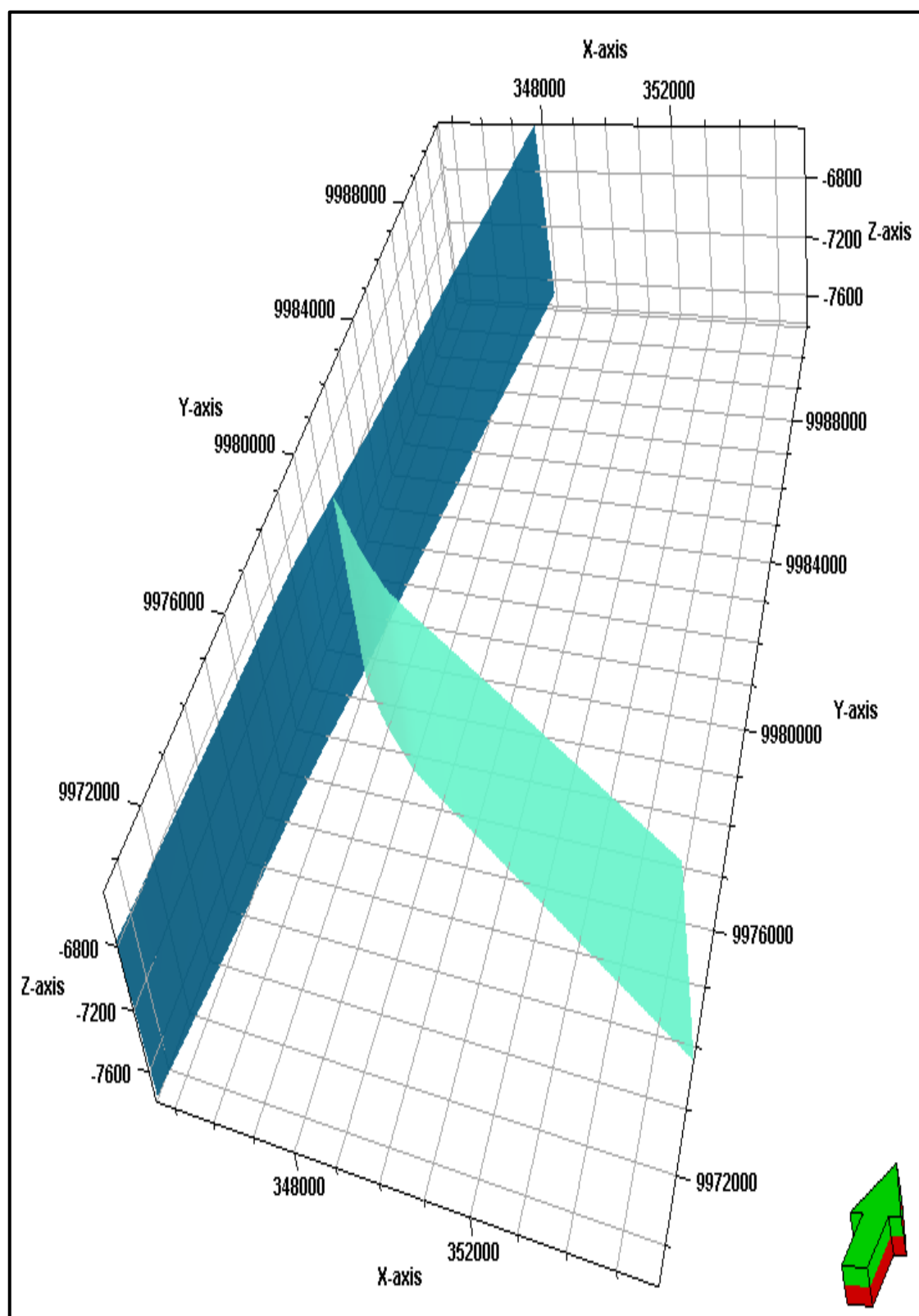
- **Modelo estructural 3D**

En el modelo se visualiza una sola falla y de acuerdo con el requisito de la simulación numérica, una pseudo-falla fue puesta en el límite de petróleo pesado y el petróleo mediano, en la Figura N°31 se observa el sistema de fallas Fanny 18B – Dorine y la falla en el límite del petróleo.

Debido a los pozos múltiples perforados en este bloque, el modelo estructural fue desarrollado combinando con la interpretación sísmica y los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica de pozos perforados, En la Figura N° 32, se muestra el mapa estructural al tope de la arenisca Napo M-1.



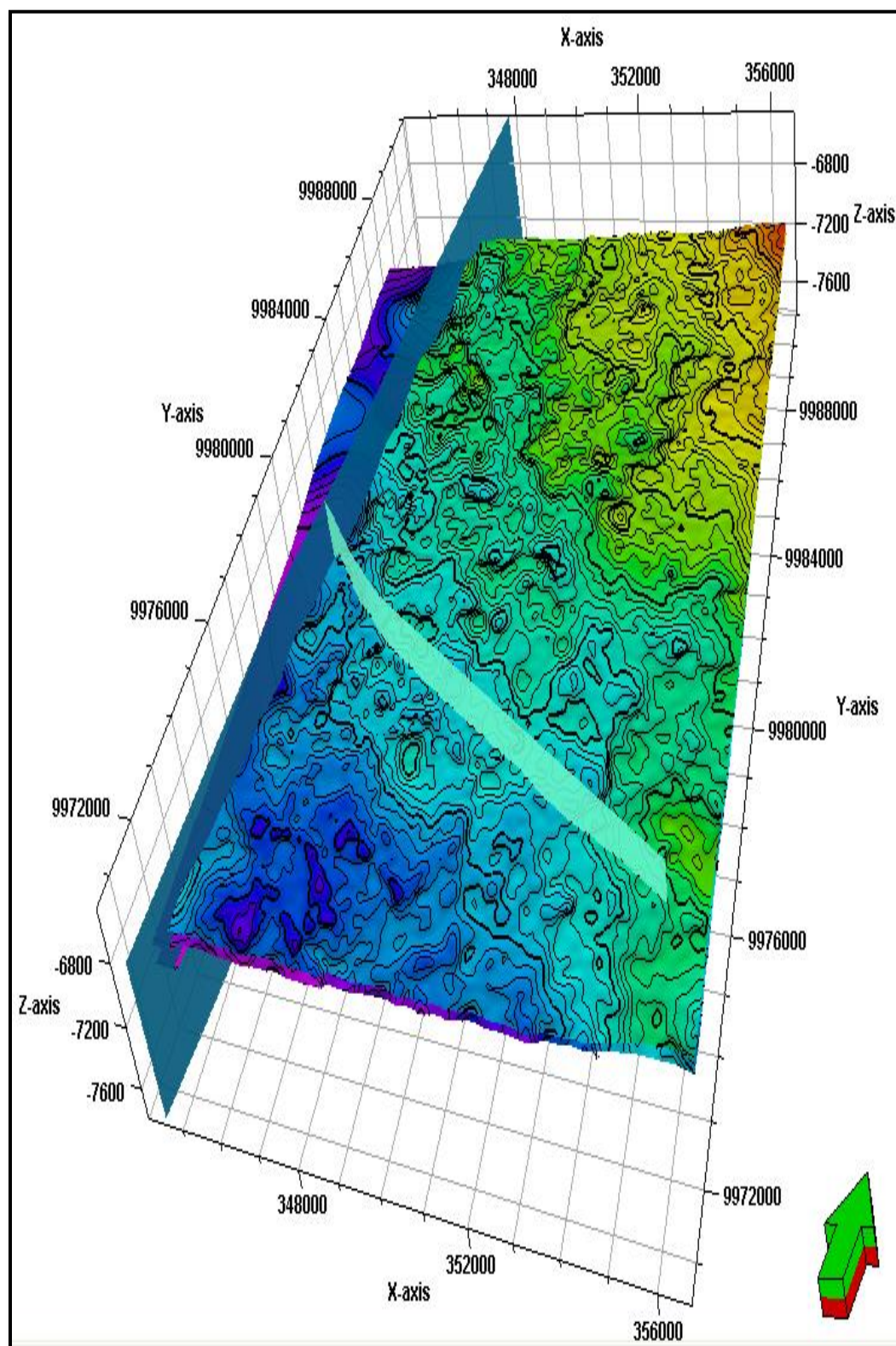
### Falla Fanny 18B-Dorine: Modelo estático 3D



*Figura N°31.- Modelo 3D, Seudo-Falla*

*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano*

**Mapa estructural al tope de la Arena M-1: Campo Fanny 18B**

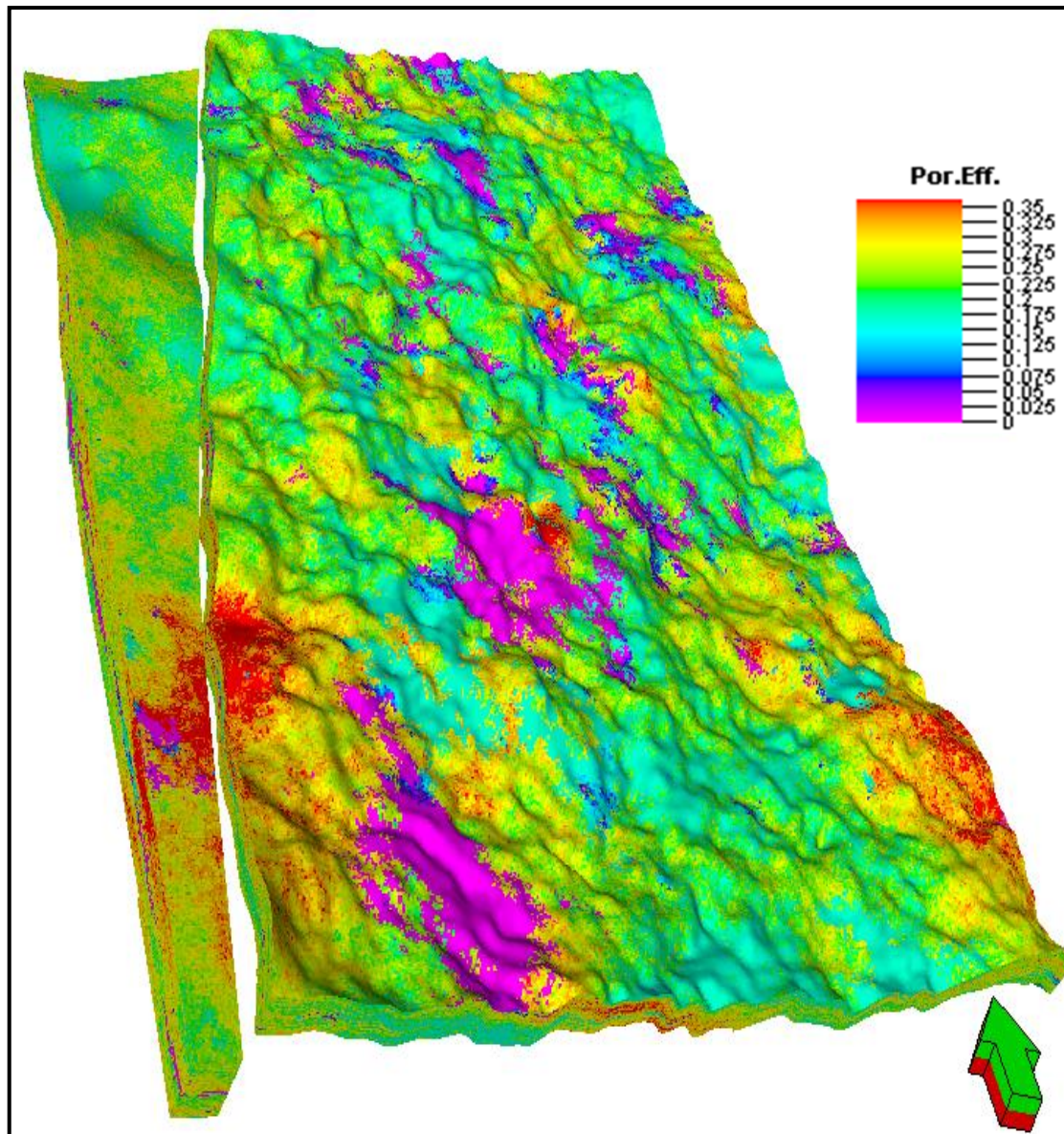


**Figura N°32.- Mapa estructural al tope de la Arena M-1.**  
*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano*

**b) Distribución petrofísica del campo Fanny-18B mediante modelamiento estático 3D**

- Distribución de porosidad mediante modelo 3D**

Según los resultados de correlaciones, cores y simulación matemática, la porosidad de la arena M-1 en el campo Fanny 18B se halla en el rango de 17 % y 36 % con un valor promedio de 23 %, se muestra en la Figura N° 33 el resultado de la distribución de porosidad del campo Fanny 18B mediante el modelo 3D.



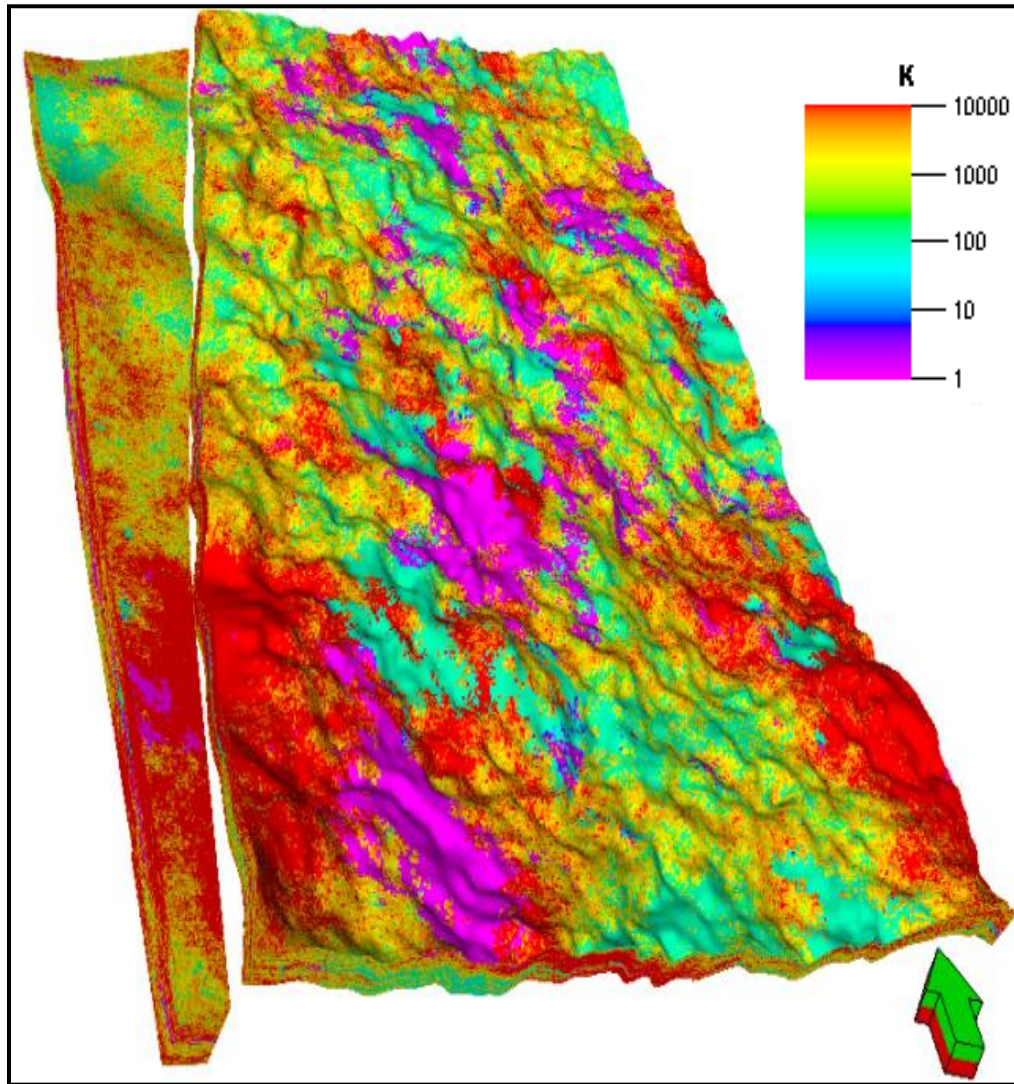
**Figura N°33.- Distribución de porosidades de la Arena M-1, Campo Fanny 18B.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano*



- **Distribución de permeabilidad (Md) mediante modelo 3D**

La permeabilidad de la Arena M1 se encuentra entre 100-5000 md, con un valor promedio de 3500 md, se observa en la Figura N°34 que, la zona sur del campo se detecta permeabilidades altas a diferencia de la zona norte



**Figura N°34.- Distribución de permeabilidades de la Arena M-1, Campo Fanny 18B.**  
*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano*

Del resultado del modelamiento 3D, la estructura de Fanny 18B, empieza desde el noreste de forma prolongada (Alta) y decrece hacia el sur oeste, y en base a la distribución del campo mediante parámetros petrofísicos e identificando zonas de diferentes características de porosidad, permeabilidad y de fluido se identifica zonas de distintas características ubicadas en la zona sur del campo Fanny 18B

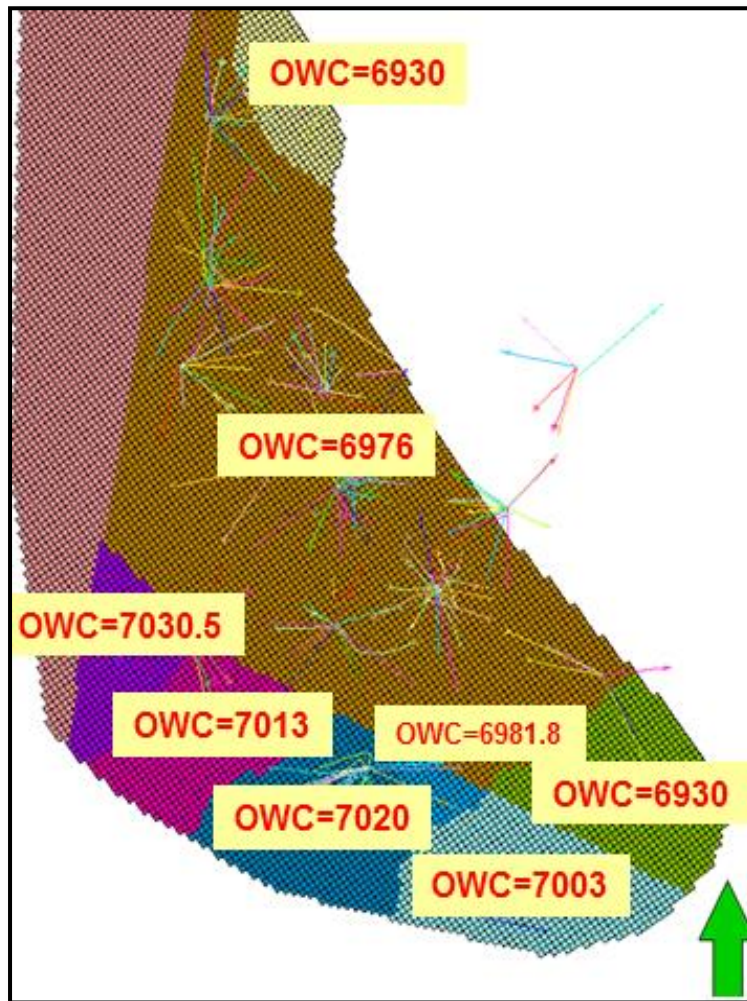
En la Figura N° 35, se observa de forma general al Campo Fanny 18B y Dorine con sus diferentes estructuras geológicas, reservorios y pozos perforados (Ver Anexo C-1).



**Figura N°35.- Modelo 3D; Distribución del Campo Fanny 18B, Arena M-1**  
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano

- **Distribución del campo Fanny 18B mediante parámetros litológicos**

En la Figura N° 36 se observa la distribución del reservorio M-1 del campo Fanny 18B, en regiones litológicas y estructurales, añadiendo también la profundidad en pies del contacto agua petróleo de cada región.



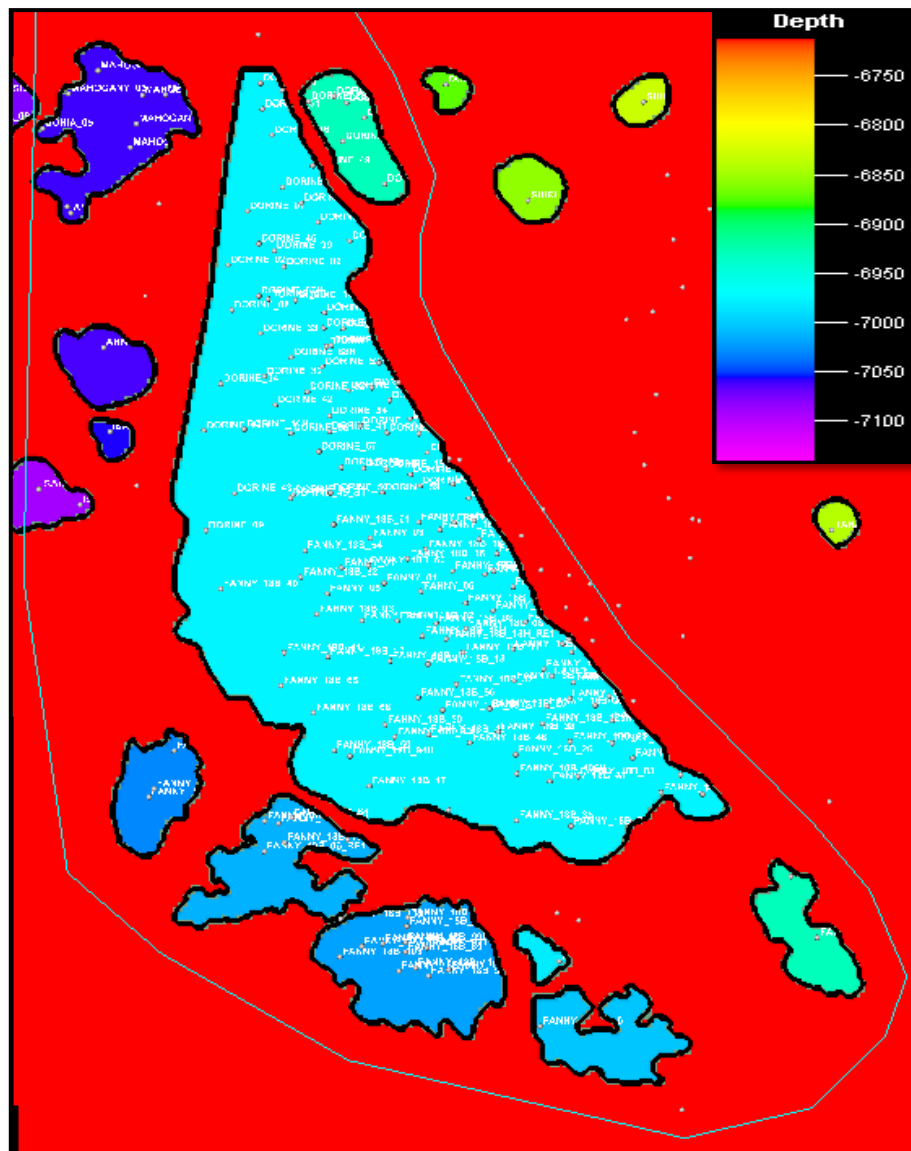
**Figura N°36.- Distribución del WOC por regiones litológicas**  
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano

El contacto agua petróleo se encuentra más alto en la zona norte de la falla, en promedio el OWC se encuentra entre 6940 ft de profundidad, mientras que en la zona después de la falla, el contacto agua petróleo oscila entre los 7025 ft de profundidad; Este nivel de fluido evidencia que la zona Sur-Este del Campo Fanny 18B (Zona Sur de la Falla normal) se encuentra alrededor de 80 ft por debajo del resto del campo.

c) Distribución de fluidos del Campo Fanny-18B mediante el modelo estático 3D

- Contacto agua petróleo del reservorio M1 del campo Fanny 18B

Mediante el modelamiento 3D, análisis estratigráfico y de saturación de fluidos tomados de cores, en la Figura N° 37 se identifica que en la zona sur y sur-oeste del campo Fanny 18B, el contacto agua petróleo se halla en 7030 ft (Celeste), que difiere de la profundidad del contacto agua petróleo del resto del campo localizado a una profundidad promedio de 6950 ft (Ver Anexo C-2).

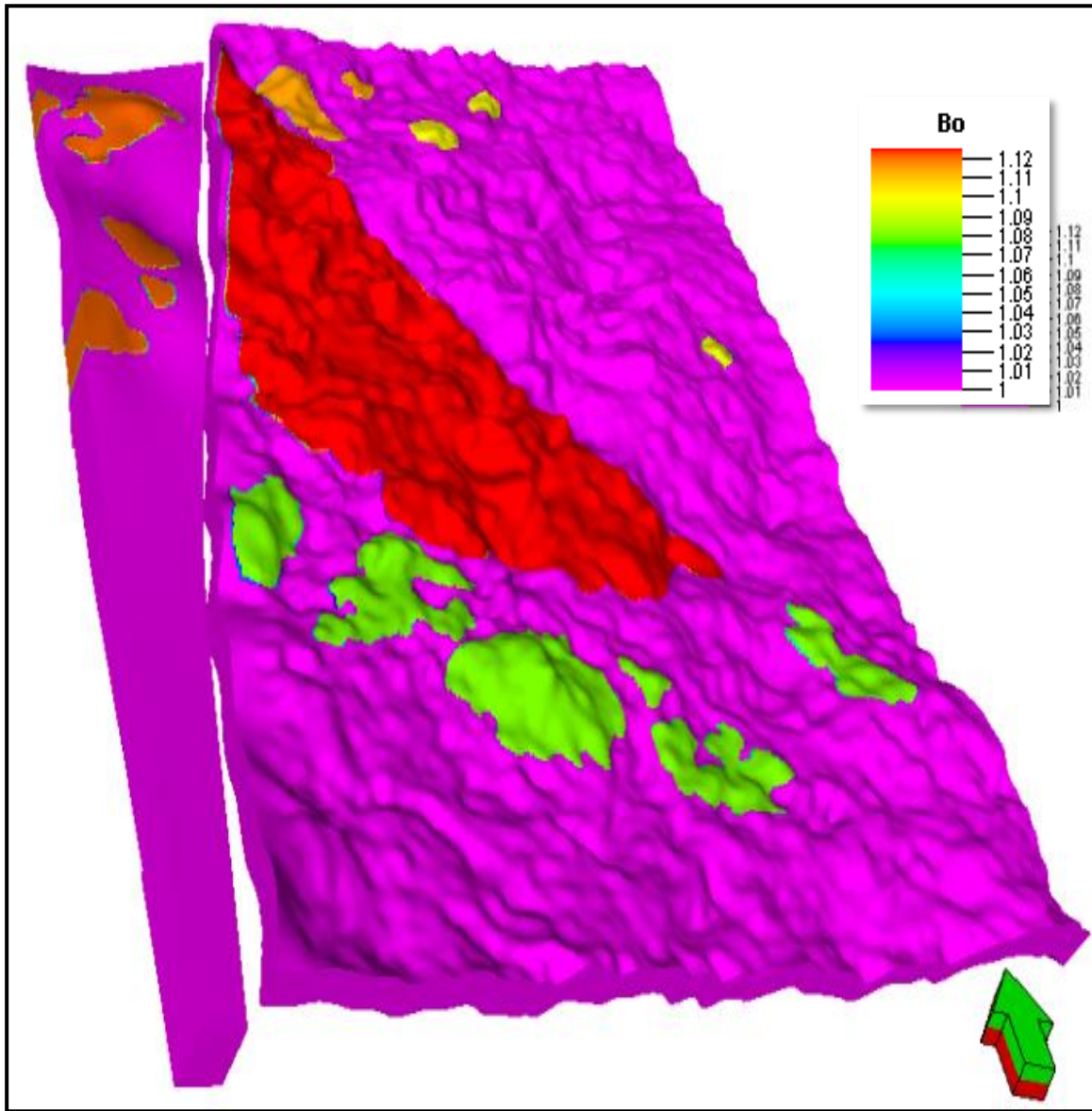


*Figura N°37.- Contacto agua petróleo del Campo Fanny 18B, Arena M-1*  
*Fuente: Ing. Joaquín Arellano, Subproceso de Geología y Geofísica-EE, ARCH*



- **Distribución de factor volumétrico (Bo) del reservorio M1 del campo Fanny 18B**

El factor volumétrico de la zona Norte es: 1,12 BY/BN y de la zona Sur, Sur-este es: 1,05 BY/BN, en la Figura N° 38 se muestra el resultado de la distribución del Factor volumétrico del campo Fanny-18B mediante el modelo estático.



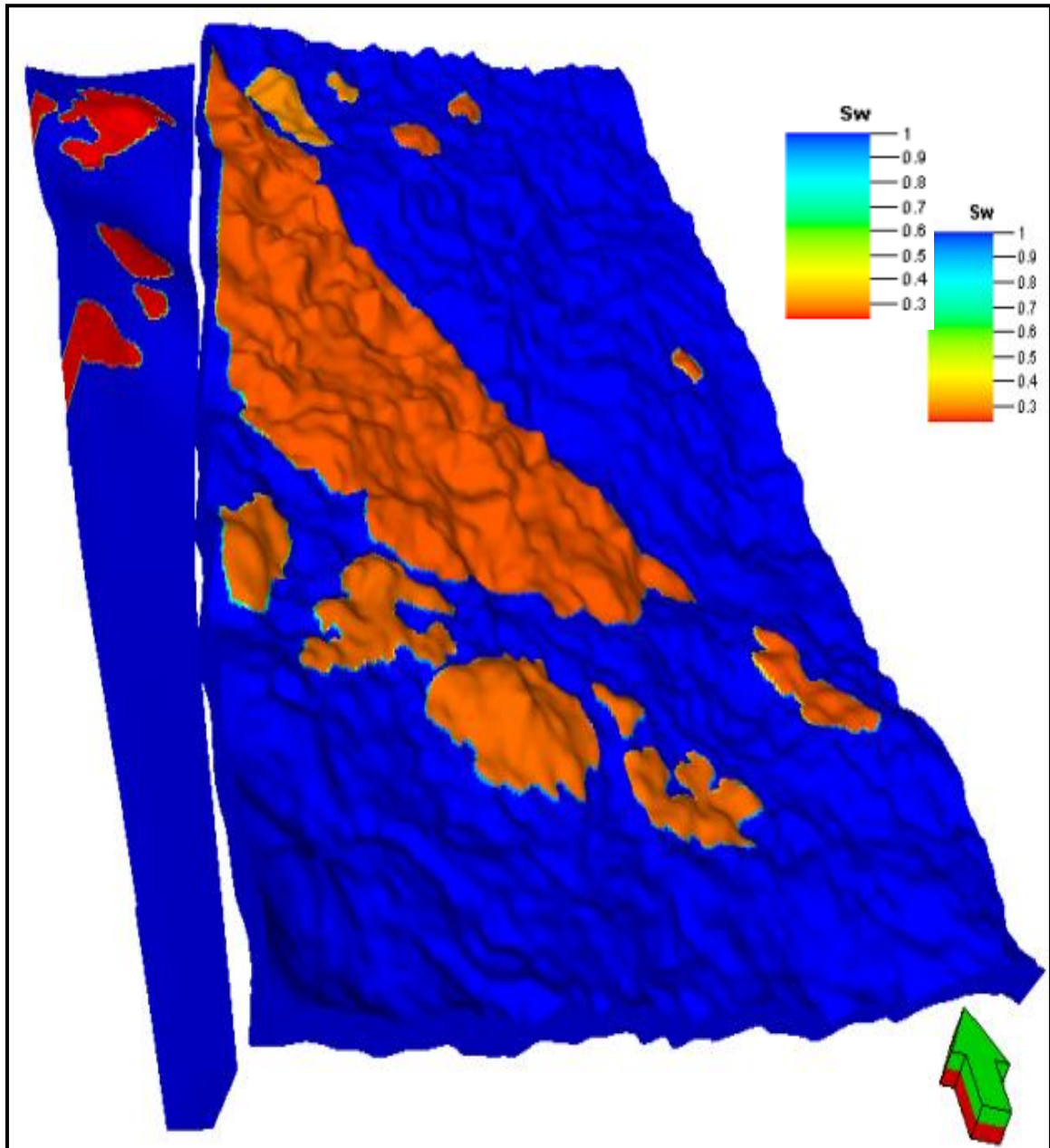
**Figura N°38.- Factor volumétrico del Campo Fanny 18B a la Arena M-1.**  
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano

Es apreciable en la figura anterior que en el factor volumétrico del petróleo de la zona Sur-este del campo Fanny 18B (Verde) difiere al factor volumétrico de la zona Noreste (Rojo), identificando la presencia de fluidos diferentes en las zonas Norte y Sur de la falla normal.



- **Distribución de la saturación de agua ( $S_w$ ) del campo Fanny**

La saturación de agua ( $S_w$ ) tanto como en la zona Noreste y Suroeste del campo Fanny-18B está en promedio de 30 % de agua, en la Figura N°39 se muestra el resultado de la distribución de la saturación de agua del campo Fanny-18B mediante el modelo 3D.

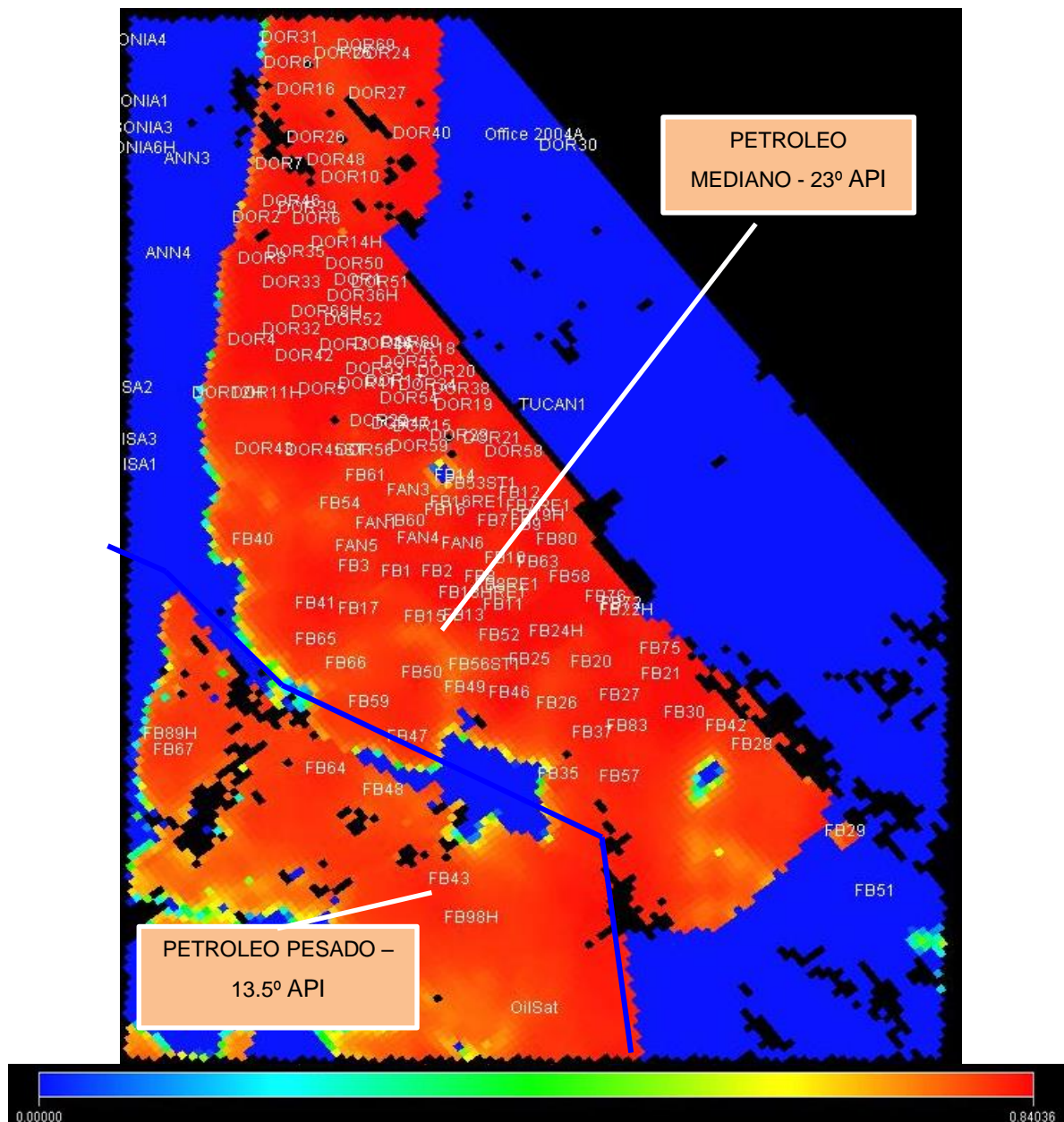


*Figura N°39.- Distribución de la saturación de agua del  
Campo Fanny 18B, Arena M-1*

*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano*

- **Distribución del campo Fanny 18B mediante Grado API**

Del análisis PVT tomados en los pozos: Fanny 18B-7, Fanny 18B-10, Fanny 18B-13, Fanny 18B-17, Fanny 18B-8, Fanny 18B-11, Fanny 18B-14, Fanny 18B-9, Fanny 18B-12, Fanny 18B-16, Fanny 18B-15; y, simulación matemática, se muestra en la Figura N°40 el modelo estático con la distribución del petróleo pesado y mediano en base a su grado API (Densidad relativa); y, señalando que la zona Sur del Campo Fanny 18B, yacimiento M-1 se encuentra saturada con crudo pesado de aproximadamente 13.5 grados API (Ver Anexo C-3).



**Figura N°40.- Distribución del Grado API del petróleo, Yacimiento M-1**  
Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano

**d) Distribución del Campo Fanny 18B mediante datos PVT**

En la Tabla N°23 se mencionan los pozos de los cuales se han tomado muestras de fluido y se han realizado análisis PVT, correspondientes al año 2011.

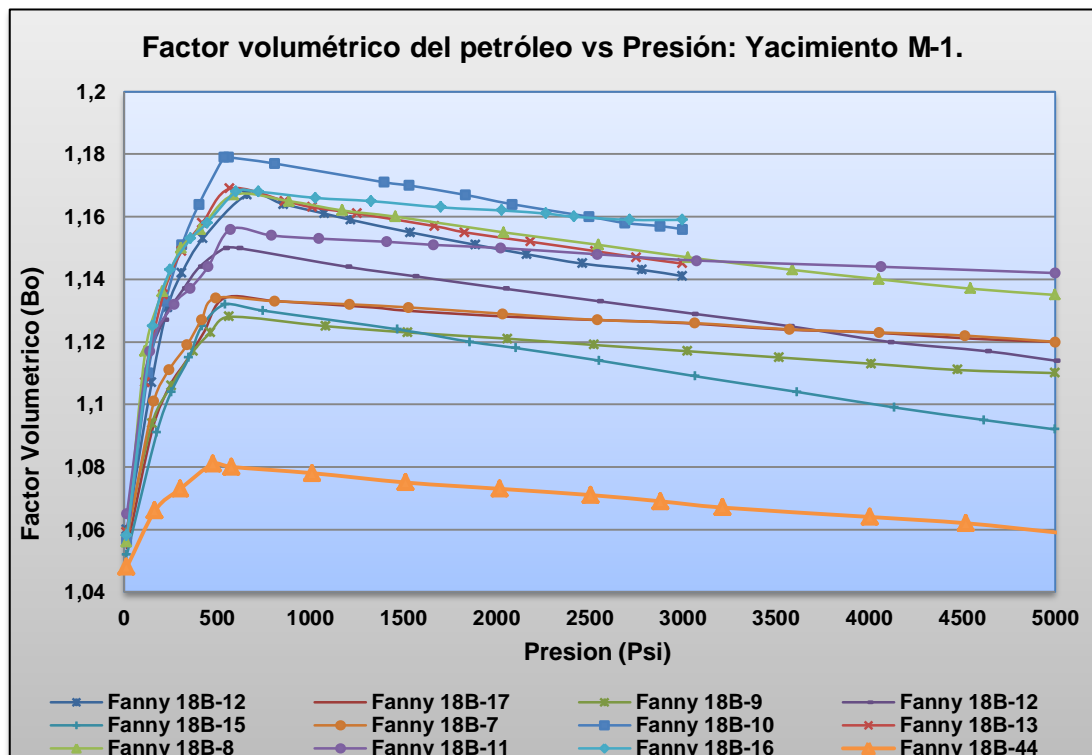
POZOS CON DATOS PVT			
Fanny18B_7	Fanny18B_10	Fanny18B_13	Fanny18B_17
Fanny18B_8	Fanny18B_11	Fanny18B_14	Fanny18B_44
Fanny18B_9	Fanny18B_12	Fanny18B_16	Fanny18B_15

**Tabla N°23.- Propiedades de los fluidos del Campo Fanny 18B**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

Sistematizando estos datos, se realizan gráficos del comportamiento del factor volumétrico del petróleo “Bo” (ver Gráfico N°4, Gráfico N°5) y viscosidad del petróleo “μo” (ver Gráfico N°6) en función de la presión, con el fin de identificar las características y comportamiento del fluido.



**Gráfico N°4.- Factor volumétrico del petróleo vs Presión: Yacimiento M-1.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

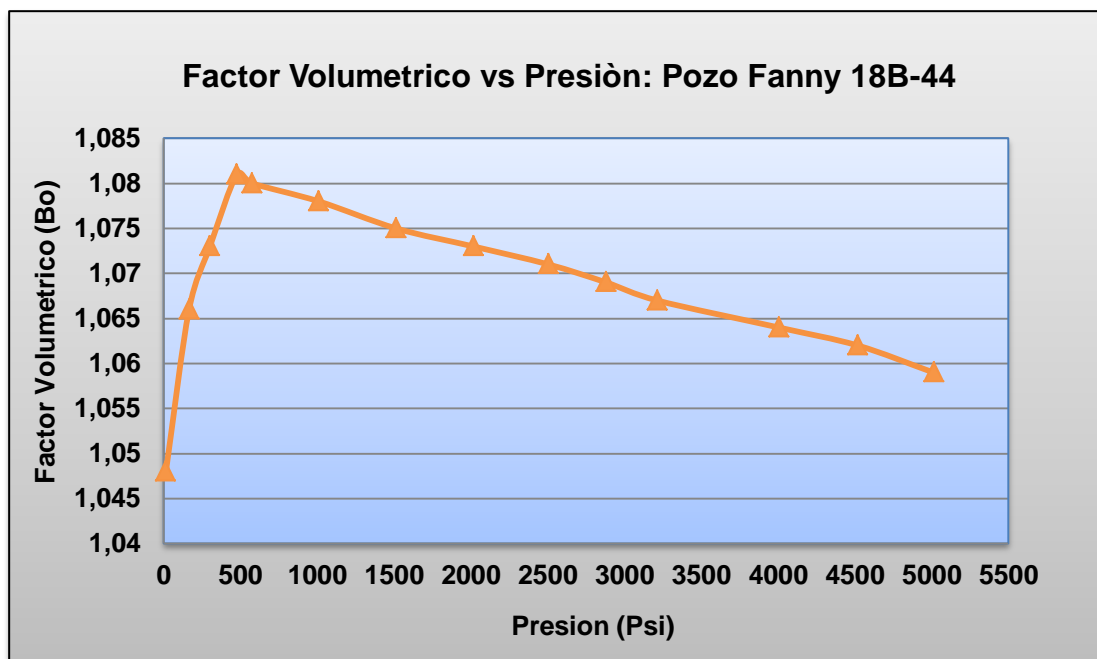
*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

En el Gráfico N°4 se observa que el coeficiente volumétrico de petróleo aumenta conforme cae la presión de reservorio y disminuye después que la presión de reservorio cae por debajo de la presión de burbuja ( $P_b$ ), esto por efecto de la liberación de gas en solución que se halla disuelto en el petróleo.

Los pozos: Fanny 18B-7, Fanny 18B-10, Fanny 18B-13, Fanny 18B-17, Fanny 18B-8, Fanny 18B-11, Fanny 18B-14, Fanny 18B-9, Fanny 18B-12, Fanny 18B-16, Fanny 18B-15 presentan una misma tendencia en el comportamiento del factor volumétrico del petróleo en función de la presión y los valores de “Bo” se encuentran entre 1,11 BY/BN y 1,18 BY/BN; por otra parte.

El factor volumétrico del pozo Fanny 18B-44: yacimiento M-1, presenta un comportamiento diferente a los pozos mencionados anteriormente y a su vez acorde a los resultados de la distribución de estructuras geológicas y petrofísicas mediante el modelo estático donde se identificaron zonas estructurales localizadas en la zona Sur-Suroeste del campo y aisladas mediante una falla sellante en dirección Este-Oeste de la estructura principal.

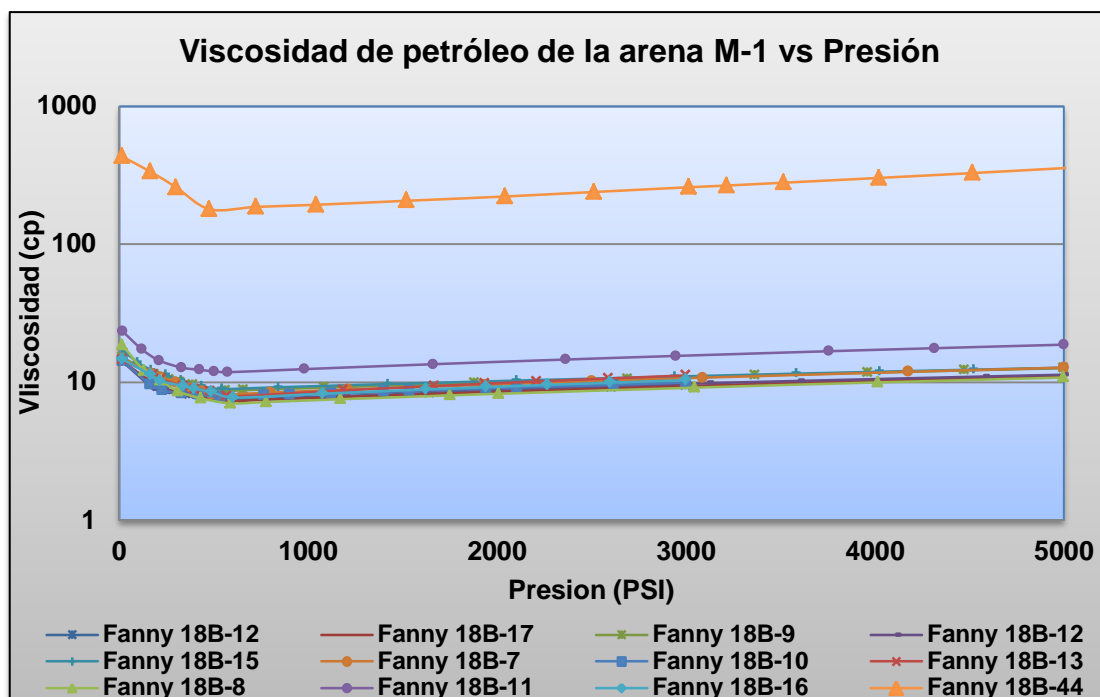
El Factor volumétrico del pozo Fanny 18B-44, presenta valores entre 1,04 BY/BN y 1,08 BY/BN, evidenciando con datos PVT la presencia de crudo pesado en dicha zona, el comportamiento del factor volumétrico del petróleo pesado vs presión del pozo se muestra en el Gráfico N°4.



**Gráfico N°4.- Factor volumétrico del Petróleo vs Presión del Pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*



**Gráfico N°5.- Viscosidad del petróleo de la arena M-1 vs Presión.**

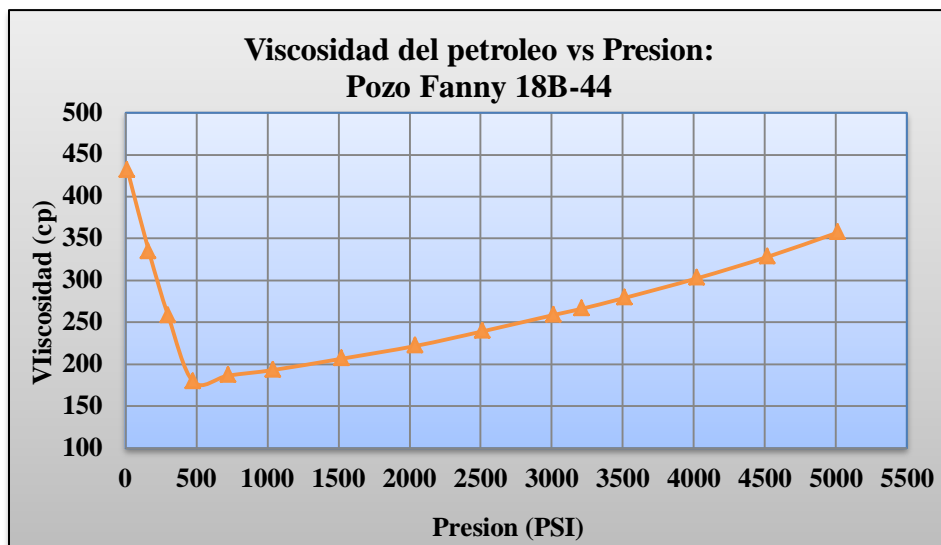
*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

Del Gráfico N°5, la viscosidad del petróleo disminuye a medida que la presión del reservorio cae, y aumenta después que  $P_r$  es menor que la  $P_b$ , debido a que el gas en solución se libera del petróleo afectando directamente a la viscosidad y su movilidad.

Los pozos: Fanny 18B-7, Fanny 18B-10, Fanny 18B-13, Fanny 18B-17, Fanny 18B-8, Fanny 18B-11, Fanny 18B-14, Fanny 18B-9, Fanny 18B-12, Fanny 18B-16, Fanny 18B-15 presentan una misma tendencia en el comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la presión, los valores de “ $U_o$ ” se encuentran entre 9 Cp y 14 Cp.

En el pozo Fanny 18B-44, es evidente el comportamiento característico de la viscosidad y que a su vez difiere de los pozos mencionados anteriormente, y acorde a la distribución de estructuras geológicas y petrofísica del campo Fanny 18B mediante el modelo 3D, al igual que la distribución del factor volumétrico del petróleo. Del análisis PVT del pozo Fanny 18B\_44 se determinó una viscosidad promedio de 260 Cp, en el Gráfico N°7 se manifiesta el comportamiento de la viscosidad del petróleo vs la presión, evidenciando una viscosidad característica de los crudos pesados.

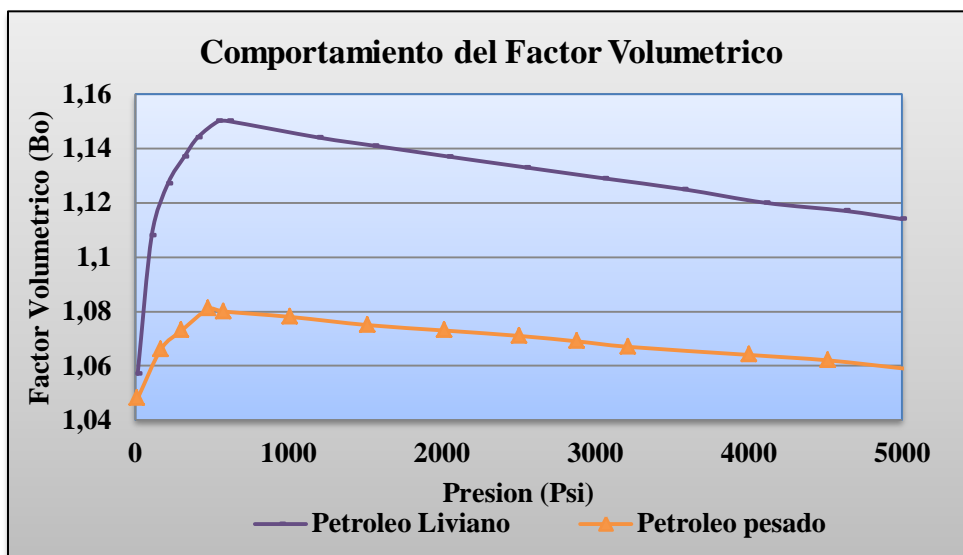


**Gráfico N°6.- Viscosidad del petróleo vs Presión del Pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

Del análisis anterior los pozos: Fanny 18B-7, Fanny 18B-10, Fanny 18B-13, Fanny 18B-17, Fanny 18B-8, Fanny 18B-11, Fanny 18B-14, Fanny 18B-9, Fanny 18B-12, Fanny 18B-16, Fanny 18B-15, presenta características similares del factor volumétrico y viscosidad del petróleo vs la Presión; y, con el fin de realizar un análisis comparativo del comportamiento de petróleo mediano ante el petróleo pesado se toman valores promedios y representativos, para posteriormente en el Gráfico N°7 observar dichos comportamientos.



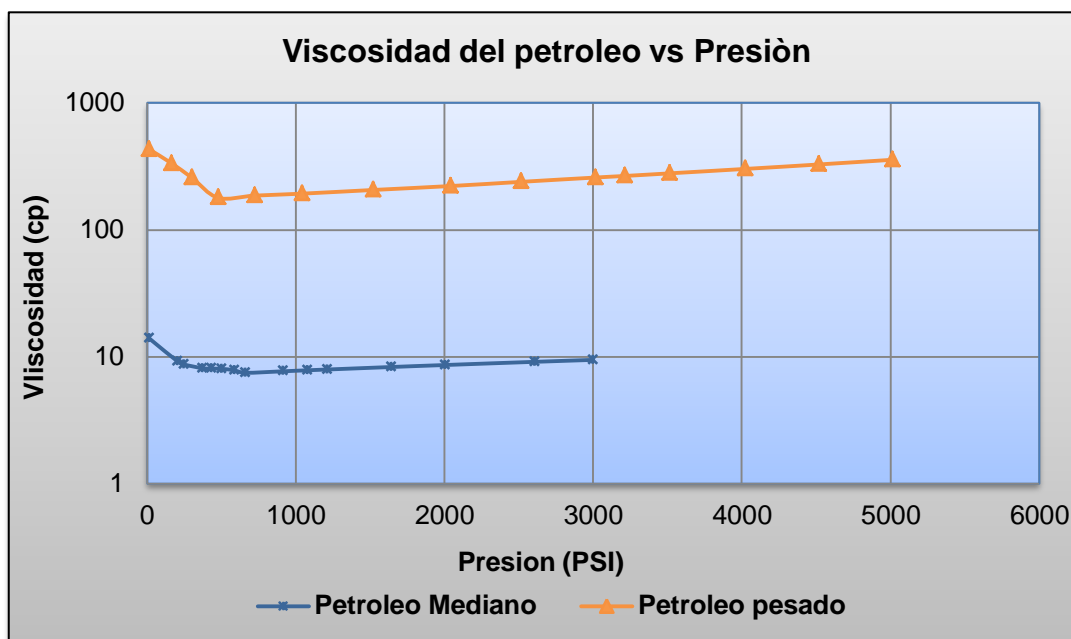
**Gráfico N°7.- Viscosidad del petróleo de la Arena M-1 vs Presión**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*



En el Gráfico N°8 se observa el comportamiento de la viscosidad del petróleo mediano y el petróleo pesado en el campo Fanny 18B.



**Gráfico N°8.- Viscosidad del petróleo vs Presión del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1.**

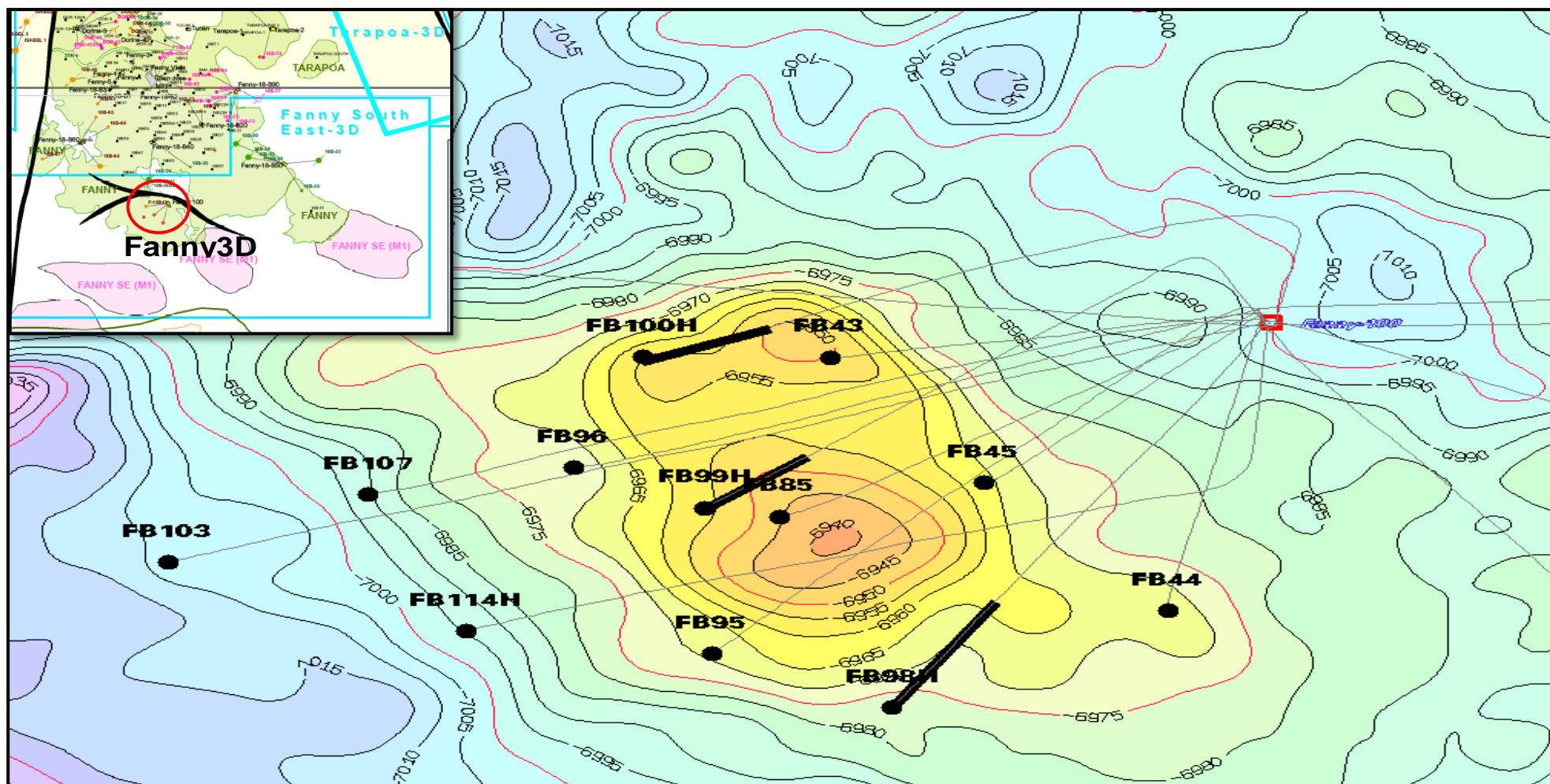
*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

#### **4.1.2. Pozos productores de crudo pesado del campo Fanny 18B**

En base a los resultados del modelamiento estático 3D, análisis PVT, y caracterización geológica se presenta a continuación en la Figura N°41 el mapa estructural de la arena M-1 de la zona saturada de crudo pesado del campo Fanny 18B (Ver Anexo C-4).

Los pozos: Fanny 18B-100H, Fanny 18B-114HST1, Fanny 18B-44, Fanny 18B-96, Fanny 18B-98H, Fanny 18B-99H, fueron perforados del PAD-100 y producen petróleo pesado de 13.5 ° API (Promedio) del yacimiento M-1 (Ver Figura N°41), adicionalmente los pozos: Fanny 18B-102, Fanny 18B-103, Fanny 18B-104, Fanny 18B-107, Fanny 18B-112, Fanny 18B-115, Fanny 18B-43, Fanny 18B-45, Fanny 18B-85, Fanny 18B-95, Fanny 18B-97, fueron perforados a la misma estructura pero actualmente se hallan produciendo del yacimiento U inferior.





#### 4.1.3. Arenamiento en el campo Fanny 18B

El Campo Fanny 18B, produce principalmente de la Arena M-1, cuya profundidad oscila 7500 y 9800 en TVD. Para nuestro estudio hay que tomar en cuenta el tipo de solidos que produce dicha arena, diferenciando así la carga bruta y las partículas finas.

La carga bruta es considerada a los granos de arcilla, limallas de hierro costra y lodo de perforación, mientras que las partículas finas a aquellos solidos provenientes de una formación poco consolidada.

Estos solidos generalmente se producen durante algunas fases de la vida del pozo, originándose con los fluidos del yacimiento provenientes de la roca de depósito. Se tiene registros de control de la producción de arena del campo Fanny 18B desde el año 1999. El primer análisis de la producción de arena se lo hizo en el 2003, antes y después de la instalación del sistema de control de la producción de arena, en este caso del Gravel Pack, se tiene los siguientes resultados en la Tabla N°24.

POZO	Antes (PTB)	Después (PTB)	Reducción de la producción de arena
<b>Fanny 3</b>	52	0.7	98.6
<b>Fanny 18B-11</b>	52	1	98.1
<b>Fanny 18B-13</b>	165	1.1	99.3
*Fanny 18B-21	47	2.5	94.7
<b>Fanny 18B-52</b>	130	0.3	99.8
*Fanny 18B-59	36	3.1	91.4
<b>Fanny 18B-49</b>	82	13	84.2
*Fanny 18B-58	-	3.2	-
<b>Fanny 18B-60</b>	92	3	96.7
<b>Fanny 18B-63</b>	-	4.4	-

\*Recibió un trabajo extra de estimulación luego de emplear el control de arena.

**Tabla N°24.- Producción de arena: Yacimiento M-1, Campo Fanny 18B.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano*

#### 4.1.4. Pozos con GOR considerablemente alto.

Como se mencionó anteriormente es indispensable conocer la cantidad de producción de gas de un yacimiento, con el fin de seleccionar y diseñar el sistema de levantamiento artificial que pueda manejar cantidades considerables de gas, por esta razón a continuación se realiza un análisis de la cantidad de gas libre por cada barril de petróleo producido (GOR) de los pozos del Pad-100, yacimiento M-1 (Fanny 18B-100H, Fanny 18B-114HST1, Fanny 18B-44, Fanny 18B-96, Fanny 18B-98H, Fanny 18B-99H).

En la Grafica N°9, se presenta el historial de producción de, Gas y GOR del PAD-100, realizada en el paquete informático OFM, con base de datos actualizados a Enero del 2013; y, el análisis para cada uno de los pozos.

- **Pozo Fanny 18B-100H**

El pozo Fanny 100H presenta un GOR constante de 140 cf/bbl desde el año 2009 hasta el año 2012 y luego un aumento pronunciado del GOR a 240 cf/bbl, evidenciado en la misma proporción con la producción de gas como se muestra en la Grafica N°10.

- **Pozo Fanny 18B-114HST1**

El pozo Fanny 18B-114HST1, presento un GOR promedio de 170 cf/bbl entre los meses abril-2011 y agosto-2012, posteriormente el GOR presenta un aumento gradual a 240 cf/bbl. (Ver Gráfico N°11)

- **Pozo Fanny 18B-44**

En el pozo Fanny 18B-44 desde el inicio de la producción el GOR se mantuvo a 130 cf/bbl, mientras que el año 2012 aumenta gradualmente a 240 cf/bbl, a pesar que la producción diaria de gas se mantuvo en 30 Mcf/d. (Ver Gráfico N°12)

- **Pozo Fanny 18B-96**

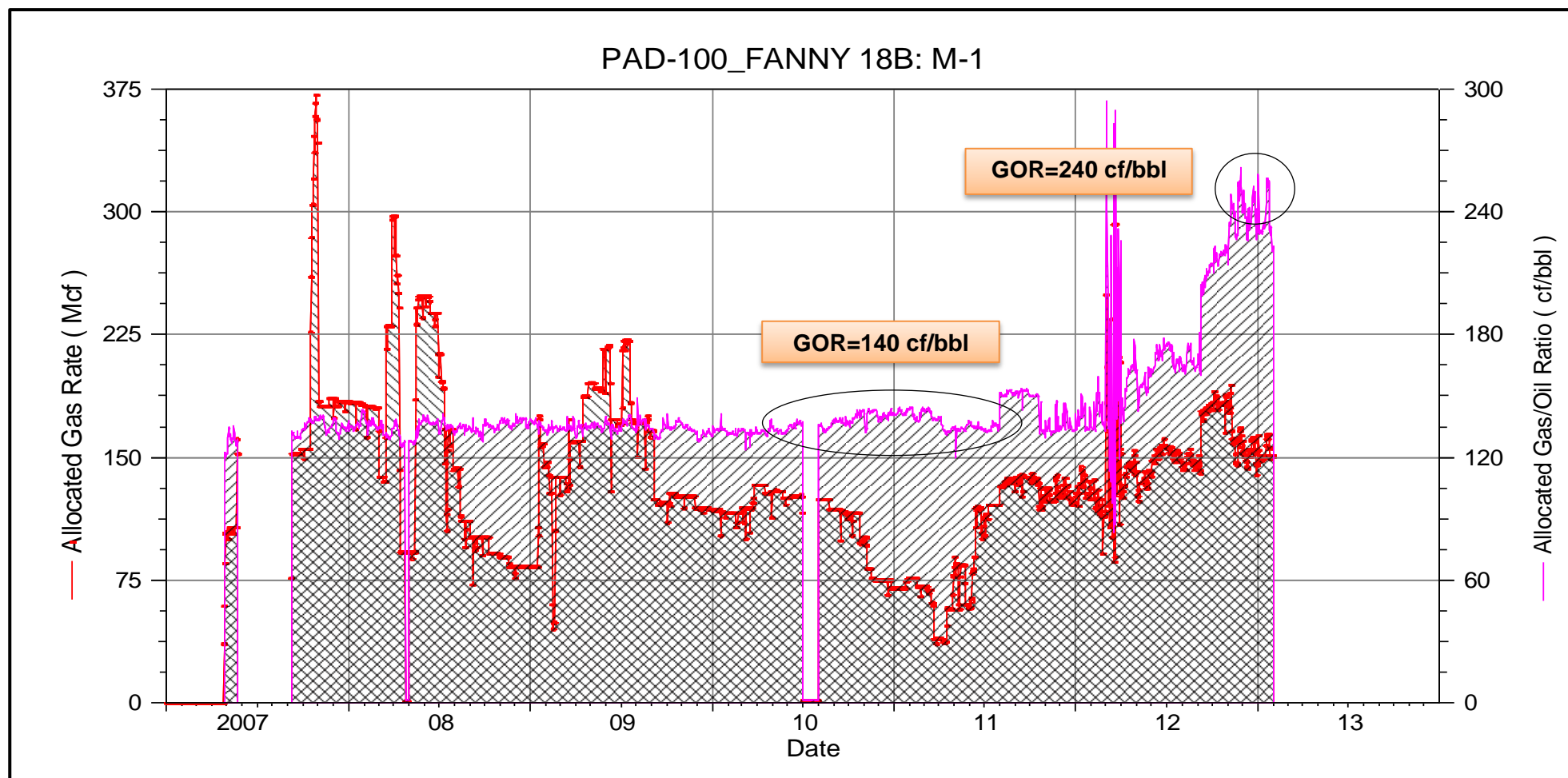
El Pozo Fanny 18B-96, presenta un GOR de 150 cf/bbl en el periodo de junio-2011 a mayo-2012, como la producción de petróleo cae después de este periodo su GOR aumenta a 170 cf/bbl en jun-2012 y sigue en incremento hasta que alcanza un valor promedio de 240 cf/bbl en enero-2013. (ver Gráfico N°13)

- **Pozo Fanny 18B-98H**

En la Gráfica N°14, se observa el comportamiento histórico del GOR del pozo, el cual se mantiene constante por alrededor de 3 años en 140 cf/bbl, mientras que en el año 2012 el GOR incrementa a 170 cf/bbl promedio; y, en enero del 2013 se evidencia un incremento abrupto del GOR a un valor promedio de 240 cf/bbl.

- **Pozo Fanny 18B-99H**

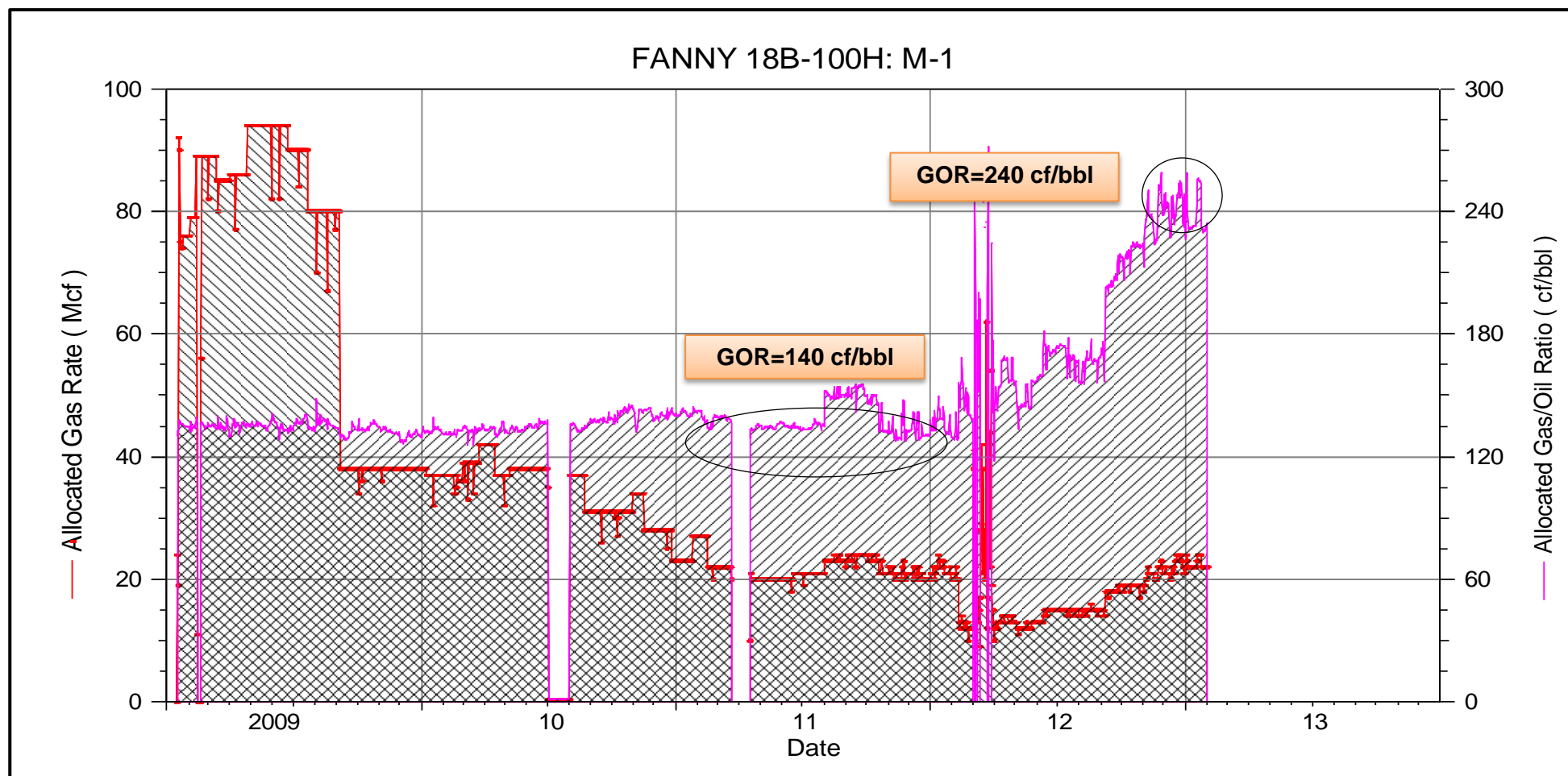
En el pozo Fanny 18B-99H se observa, que el GOR permanece estable en 142 cf/bbl durante la vida de producción, también se puede verificar que en enero del 2013 el GOR aumenta abruptamente a un valor promedio de 248 cf/bbl. (Ver Gráfico N°15)



**Gráfico N°9.- Historial de producción de Gas y GOR del Pad-100, Campo Fanny 18B.**

Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos

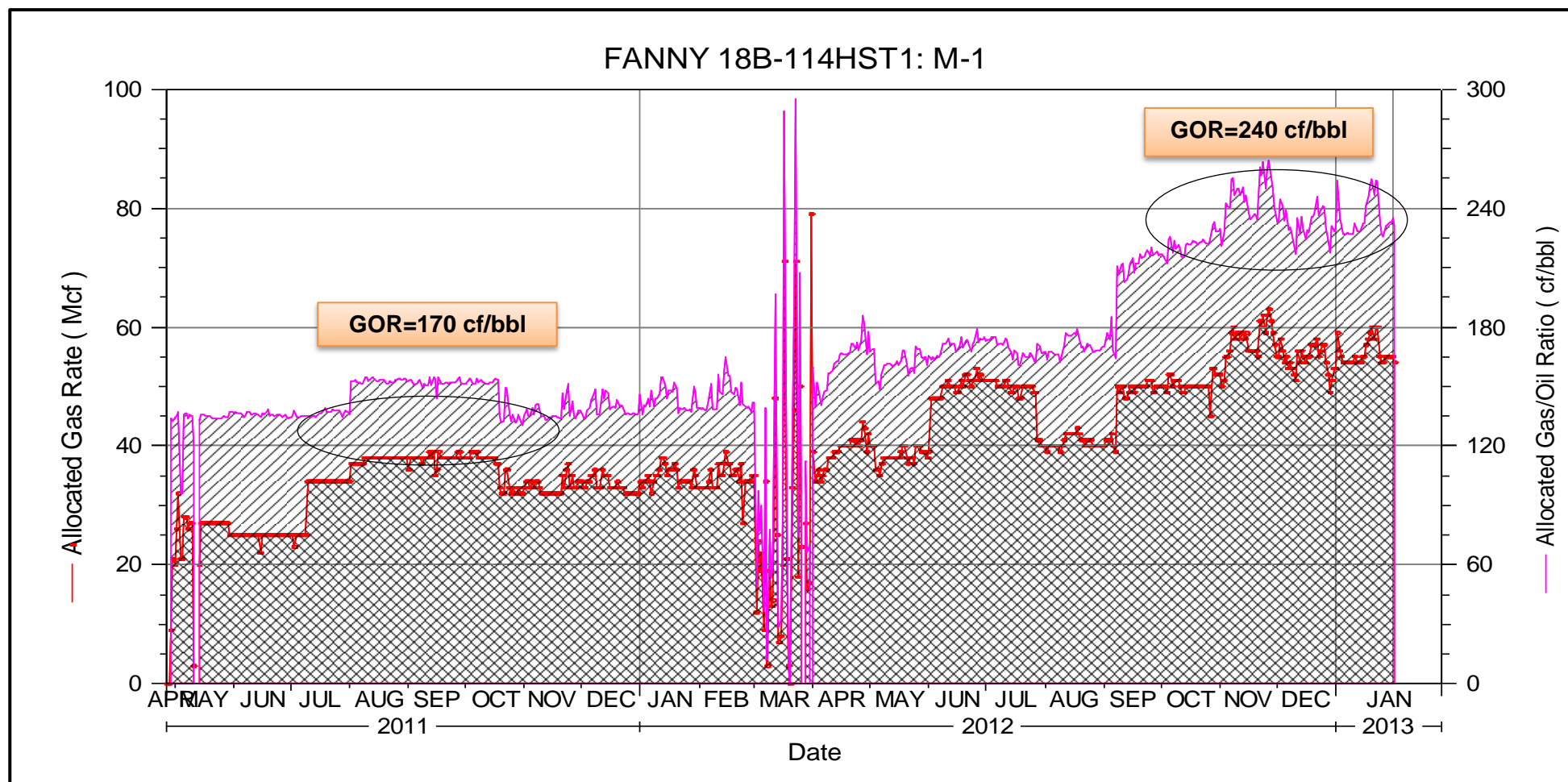
Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho



**Gráfico N°10.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-100H: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

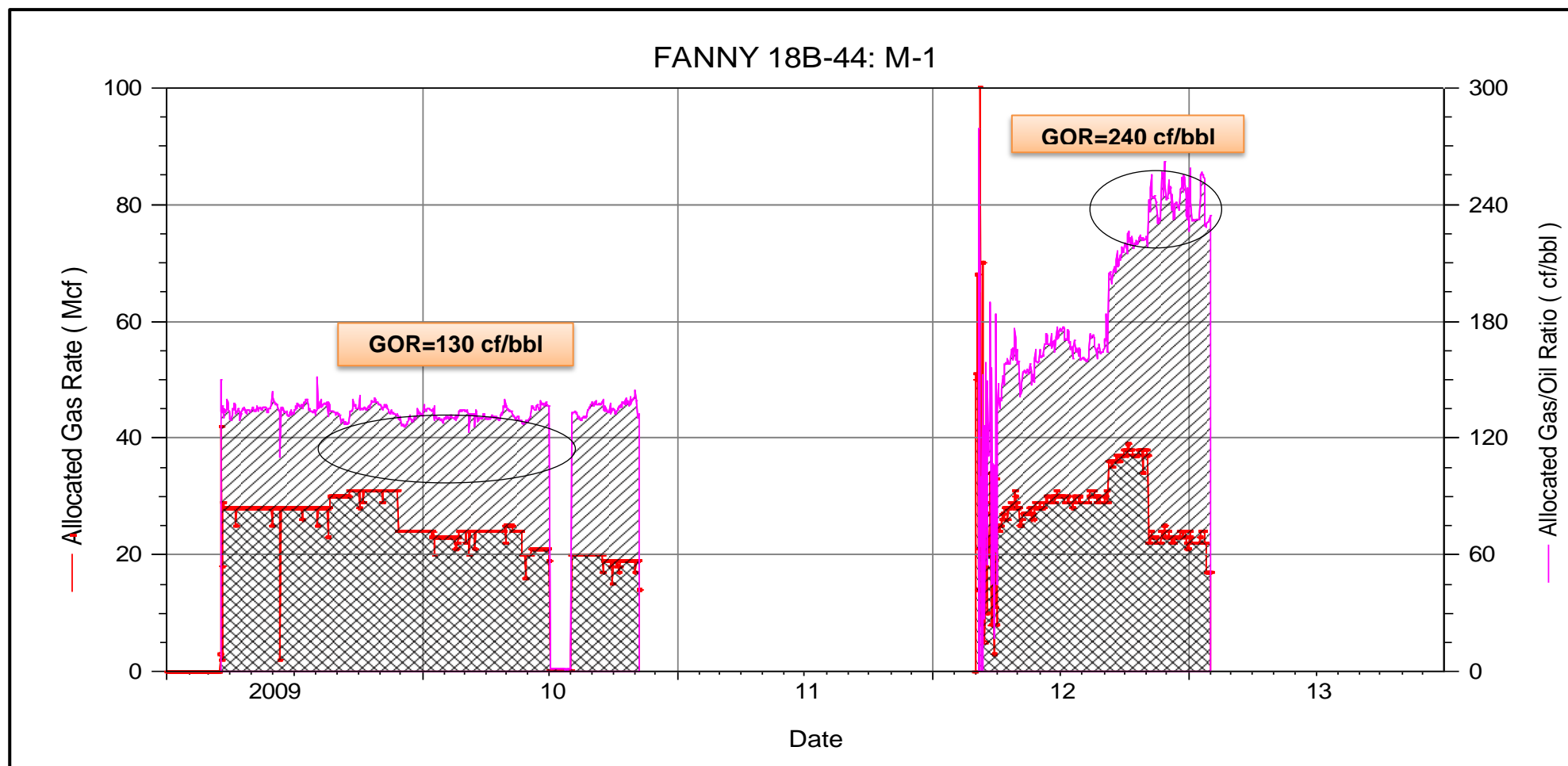
*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*



**Gráfico N°11.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-114HST1: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

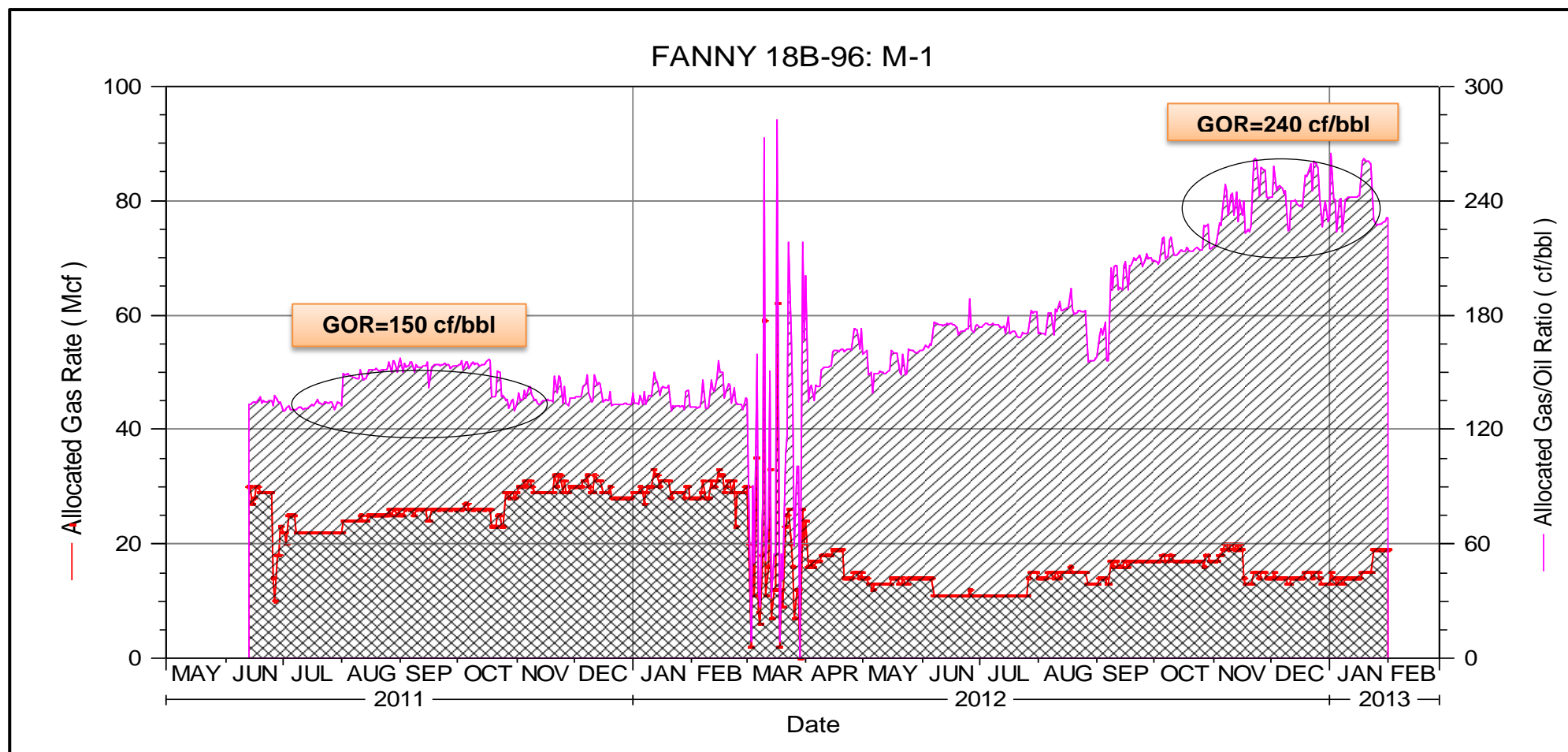
*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*



**Gráfico N°12.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Murminacho*

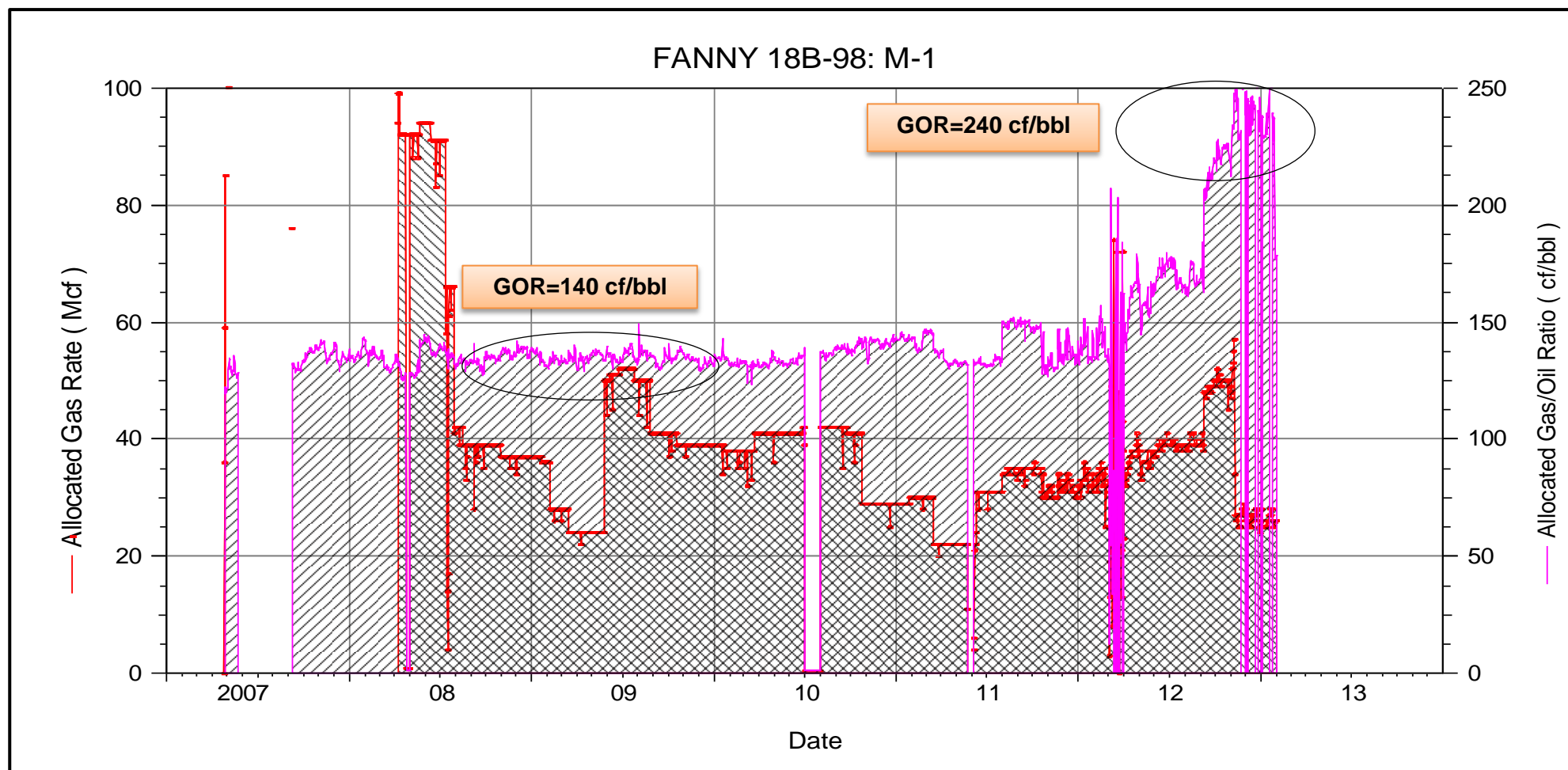


**Gráfico N°13.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-96: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

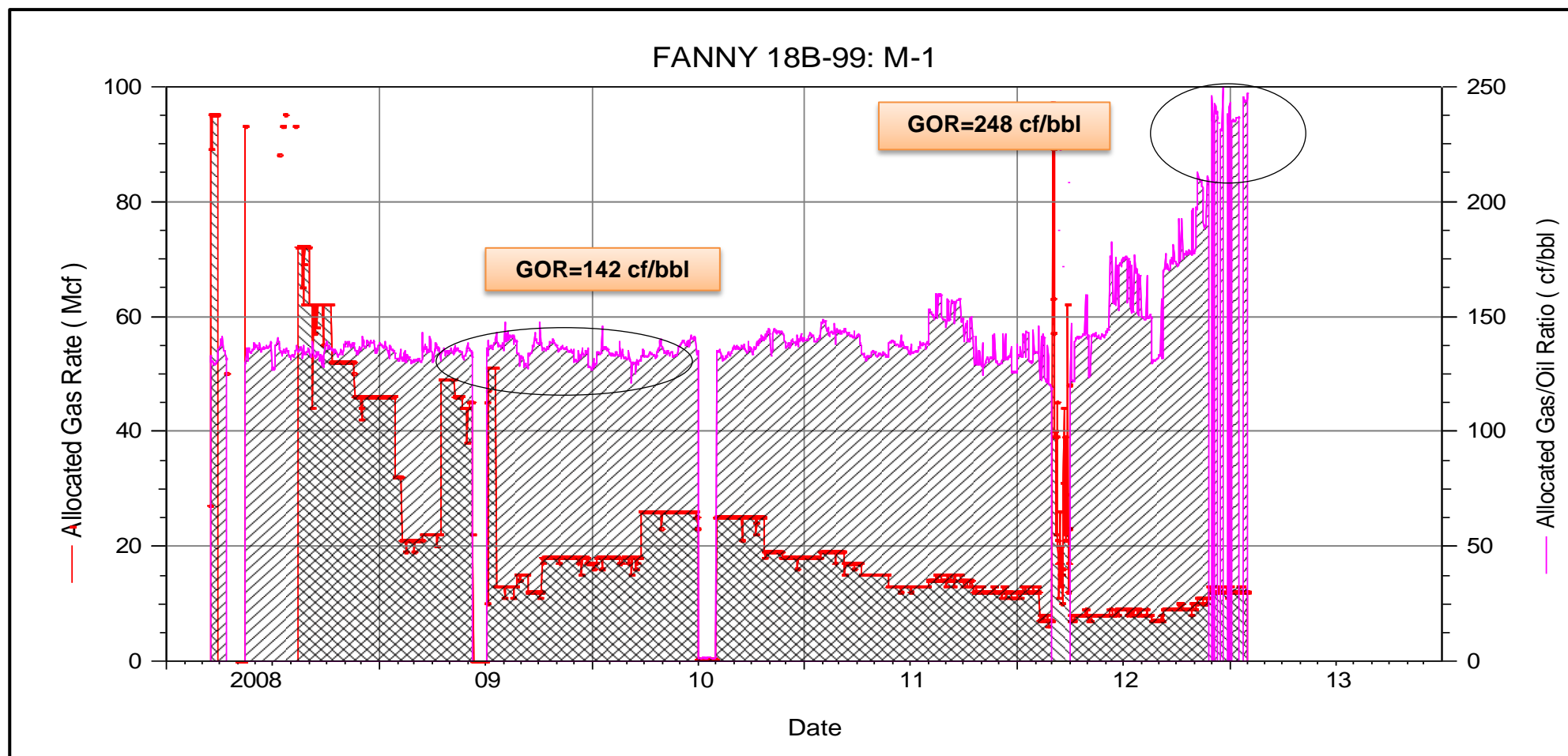




**Gráfico N°14.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-98: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*



**Gráfico N°15.- Historial de producción de Gas y GOR del pozo Fanny 18B-99: Yacimiento M-1**

Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

#### **4.1.5. Pozos con bajas tasas de producción**

De igual forma que el GOR, a continuación se realiza un análisis de los pozos que presentan bajas tasas de producción.

En la Gráfica N°16 se observa el comportamiento de producción de petróleo, la producción de agua y el BSW de los pozos del PAD-100, pozos que desde el inicio la producción produjeron en promedio a una tasa de 1400 BPPD ( 2008) pero la producción cae gradualmente a 600 BPPD a finales del mismo año, después de este periodo se recupera la producción y se estabiliza en 800 BPPD; por otro lado la producción de agua incrementa desde 300 BAPD hasta 9000 BAPD, dando así en promedio un BSW alto de 92% a enero de 2013.

- **Pozo Fanny 18B-44**

La tasa de producción de petróleo del pozo Fanny 18B-44 desde un inicio fue de 260 BPPD, producción que se mantiene estable en los meses de Junio-Julio del 2006 y Diciembre-Enero del 2013 (ver Gráfica N°17).

- **Pozo Fanny 18B-98H**

La tasa de producción del petróleo desde el inicio es de 1100 BPPD, esta cae significativamente hasta 250 BPPD en el año 2012 y por último a una tasa de producción de 150 BPPD (ver Gráfica N°17).

- **Pozo Fanny 18B-114H**

La tasa de producción de petróleo de este pozo se mantiene constante 250 BPPD, producción que se mantiene hasta enero del 2013 (ver Gráfica N°17).

- **Pozo Fanny 18B-96**

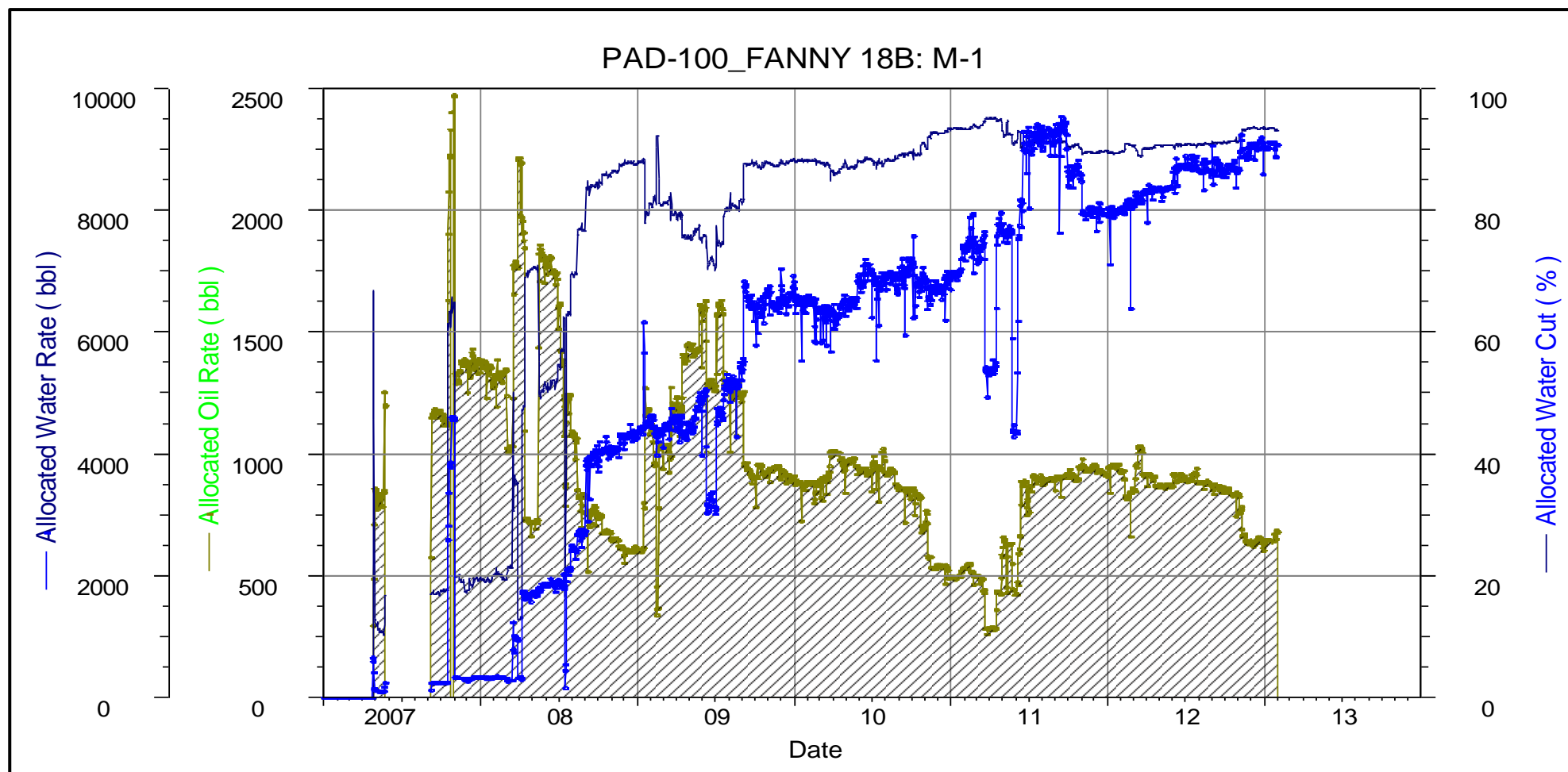
El comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo Fanny 18B-96, comienza en 160 BPPD, tasa que a su vez es muy baja en comparación al comportamiento del resto de pozos, luego la producción aumenta hasta 220 BPPD y después cae abruptamente hasta 80 BPPD en enero del 2013, (ver Gráfica N°17).

- **Pozo Fanny 18B-99H**

La producción de petróleo declina de forma constante desde una tasa inicial de 1100 BPPD y que posteriormente declina abruptamente a una tasa de producción de 50BPPD, esta producción es muy baja y está bordeando el límite económico, (ver Gráfica N°17).

- **Pozo Fanny 18B-100H**

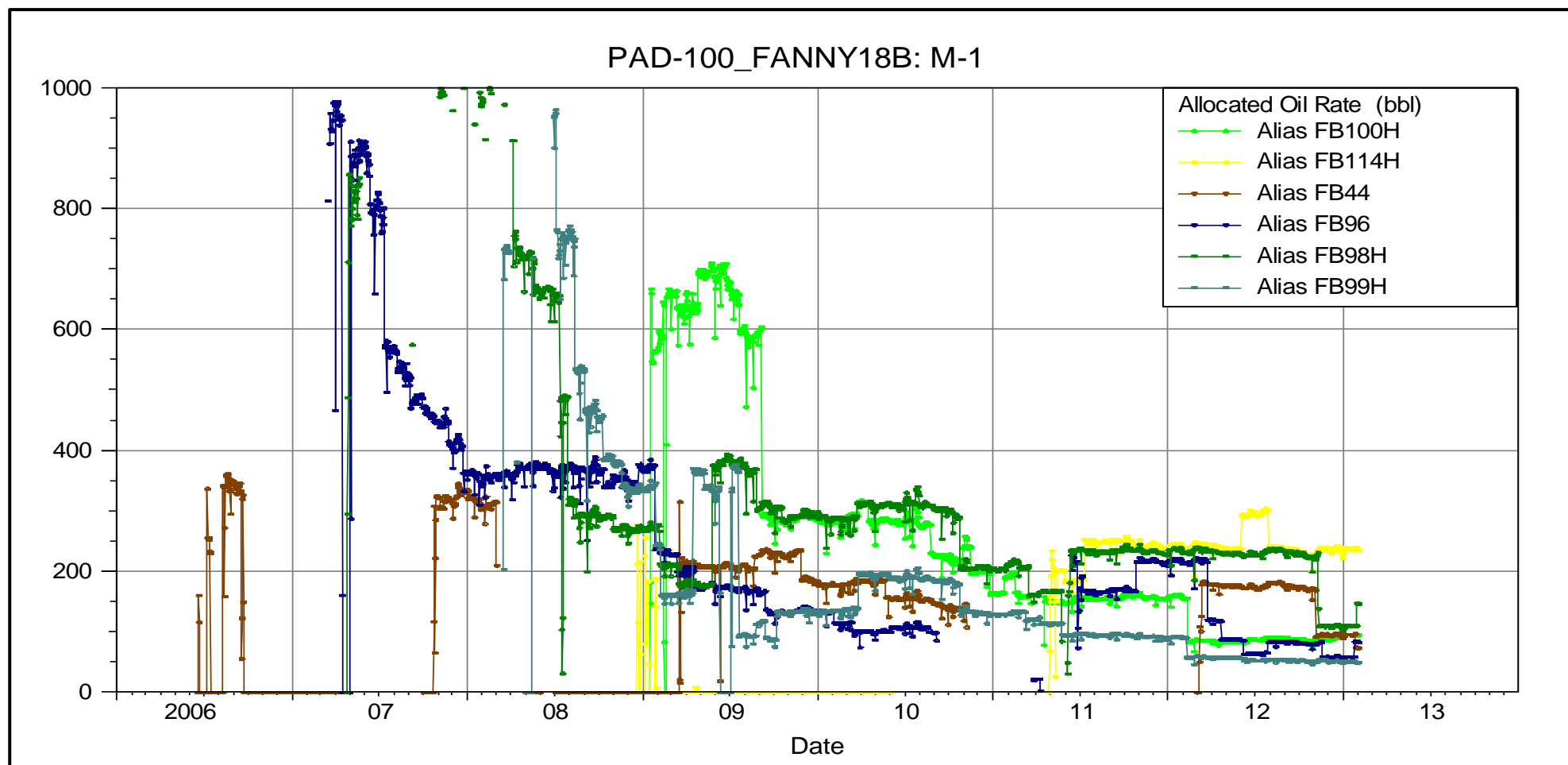
El comportamiento de producción de petróleo, del pozo Fanny 18B-100H, desde su inicio comenzó con 650 BPPD en el año 2009, después a mitad del mismo año cae la producción a 100 BPPD a una declinación constante, (ver Gráfica N°17).



**Gráfico N°16.- Historial de producción de Petróleo, Agua y BSW del PAD-100: Yacimiento M-1**

Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho



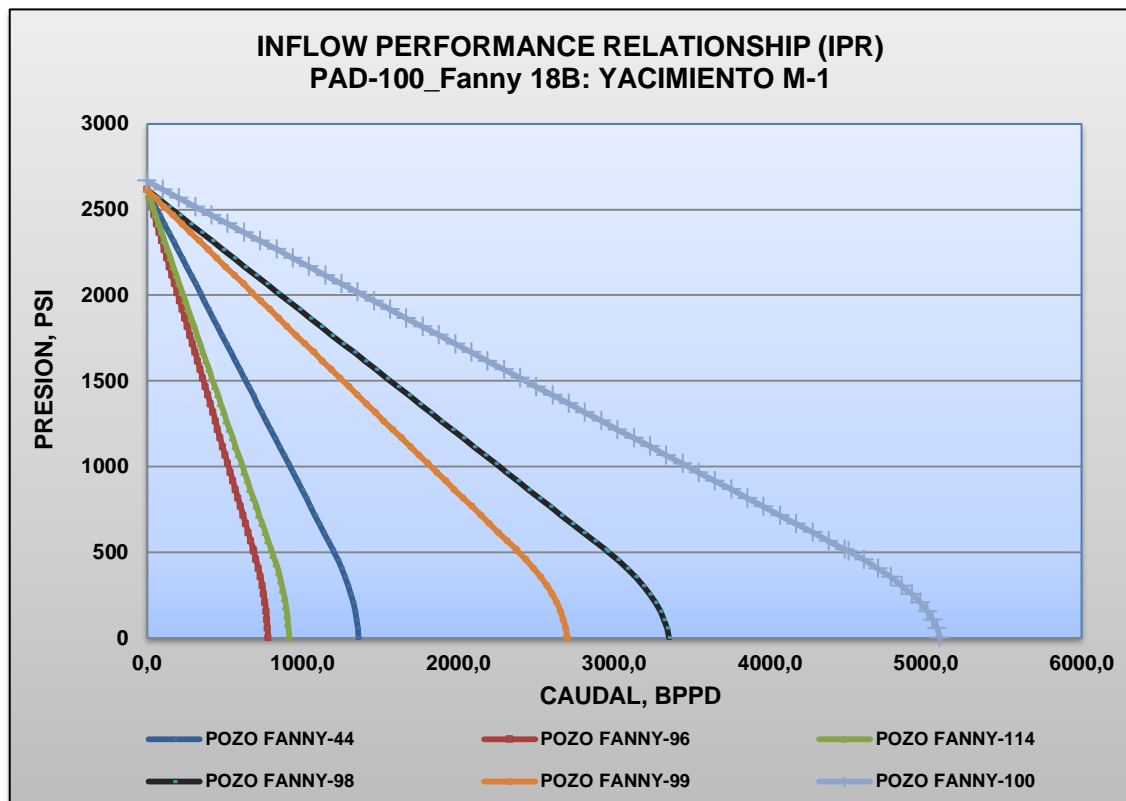
**Gráfico N°17.- Historial de producción de Petróleo de los pozos del PAD-100: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

#### 4.1.6. Pozos con bajo potencial de producción IPR

El Pad-100 localizado al sur-este del Campo Fanny presenta los correspondientes IPR para los 7 pozos como se observa en el Gráfico N°18, de la cual se puede determinar que pozo presenta el más bajo índice de productividad (IPR), que nos ayuda a conocer el potencial del reservorio para posteriormente diseñar de forma conjunta con el pozo el sistema de levantamiento artificial a instalarse.



*Gráfico N°18.- Inflow performance Relationship, Pozos del PAD-100.*

*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Exploración y Explotación, ARCH*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

En Gráfica N°18 se puede apreciar que de los 6 pozos del Pad-100 que producen petróleo pesado, los pozos Fanny 18B-96, Fanny 18B-114H y Fanny 18B-44 presentan un índice de productividad muy bajo, en promedio de 0.55 BPPD/PSI.

#### 4.2. Pozos instalados con Bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva (BESCP) en el Campo Fanny-18B.

Los parámetros técnicos de selección para instalar BESCP en el campo Fanny18B fue analizado anteriormente, se determinó una región estructural y litológica saturada de crudo pesado al sur del Campo Fanny 18B, producción moderada de arena, problemas en las bombas convencionales instaladas y GOR relativamente alto.

Con dicho criterio y análisis en la Tabla N°25, se muestra los pozos que están actualmente completados con Bombas Electrosumergibles de cavidad progresiva en el campo Fanny 18B; y, que además cumplen los parámetros técnicos y de selección para instalar el sistema BESCP.

POZO	YACIMIENTO	MODELO BOMBA PCP	API
Fanny 44	M-1	130D-3600	13.05
Fanny 96	M-1	130D-3600	13
Fanny 114	M-1	200D-2600	13.5
Fanny 116	M-1	130D-3600	17

**Tabla N°25.- Pozos completados con Bombas Electrosumergibles de Cavidad Progresiva (BESCP) en el Campo Fanny 18B**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Producción*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

Se describen a continuación los parámetros y características técnicas que cumplieron cada pozo para ser completados con equipo BESCP.

##### 4.2.1. Pozo Fanny 18B 44 - Yacimiento M-1: Completado con Bomba Electrosumergible de Cavidad Progresiva

El descubrimiento de crudo pesado del campo Fanny 18B, fue mediante el pozo Fanny 18B\_43, yacimiento M-1, el cual en las pruebas iniciales y evaluación produjo crudo pesado de 13 ° API (Promedio), al momento la compañía operadora del bloque Tarapoa Andes Petroleum Cía. Ltda. No tenía experiencia en el ámbito de crudo pesado y deciden completar al yacimiento U Inferior con crudo de 18° API (Promedio) y posteriormente iniciando su producción.



El pozo Fanny 18B\_44, inicio su perforación el 4 de abril del 2006 y culminó operaciones el 12 de abril del mismo año, el objetivo principal de la perforación fue el yacimiento U inferior y M-1, en el reservorio M-1, nuevamente fue encontrado crudo pesado de 13° API, como en el pozo Fanny 18B\_43 mencionado anteriormente, a continuación se describen los eventos.

#### **4.2.1.1. Consideraciones técnicas para completar el Pozo Fanny 18B\_44 con equipo BESCP.**

Los consideraciones y parámetros técnicos de pozo, fluido y operacionales para completar con equipo BESCP se describen a continuación.

##### **a) Parámetros del yacimiento M-1 en el pozo Fanny-18B-44.**

A continuación se describen los parámetros representativos del yacimiento M-1, encontrado en el pozo Fanny 18B 44:

- Tasa baja de producción 240 BPPD
- Intervalo de Producción: 8224 – 8234 ft MD
- Mitad de Perforaciones: 8229 ft MD / 7751 ft TVD
- Presión de Reservorio: 2614 psi
- Temperatura de Reservorio: 201°F
- Grados API: 13,5 °API
- Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ )= 240 cp @ 2516 Psi - 60°F
- Índice de Productividad: 0,57 BPPD/psi
- Porosidad: 29%
- Permeabilidad: 255 md

Los parámetros mencionados, son evidentes a los requeridos y aplicables a un sistema de bombeo por cavidades progresivas, como es el caso del equipo BESCP.

##### **b) Características de fluido del pozo Fanny-18B-44, Yacimiento M-1. (Análisis PVT).**

Se presentan a continuación los resultados del análisis realizado por La Cía. Schlumberger, el 29 de Julio del 2006, con el objetivo de evaluar la composición, el comportamiento de las fases y las propiedades del fluido; La muestra fue de tomada en fondo del pozo Fanny-18B-44 del campo Fanny 18B de la arena M-1.

- **Análisis del fluido del reservorio.**

Se presenta a continuación en la Tabla N°26, los resultados del análisis de fluido del reservorio con su composición de porcentaje en peso y mol de cada componente.

Componentes	Fluido monofásico		Componentes	Fluido monofásico	
	Mol%	Peso%		Mol%	Peso%
Nitrogen	0.351	0.04	pseudoC10H22	2.381	1.187
CarbonDioxide	0.431	0.077	pseudoC11H24	2.946	1.611
HydrogenSulfide	0	0	pseudoC12H26	3.159	1.892
Methane	5.55	0.36	pseudoC13H28	3.175	2.067
Ethane	0.916	0.111	pseudoC14H30	3.606	2.548
Propane	1.081	0.193	pseudoC15H32	2.542	1.948
I-Butane	0.401	0.094	pseudoC16H34	2.644	2.183
N-Butane	1.223	0.287	pseudoC17H36	3.252	2.867
I-Pentane	0.76	0.222	pseudoC18H38	2.909	2.716
N-Pentane	0.985	0.287	pseudoC19H40	2.179	2.131
N-Hexanes	5.064	1.766	pseudoC20H42	2.472	2.528
M-C-Pentane	1.745	0.594	pseudoC21H44	2.851	3.086
Benzene	0.301	0.095	pseudoC22H46	2.035	2.271
Cyclohexane	0.255	0.087	pseudoC23H48	2.135	2.478
N-Heptanes	1.434	0.582	pseudoC24H50	2.106	2.538
M-C-Hexane	0.129	0.051	pseudoC25H52	2.085	2.613
Toluene	0.714	0.266	pseudoC26H54	1.778	2.308
N-Octanes	2.25	1.04	pseudoC27H56	1.692	2.266
E-Benzene	0.077	0.033	pseudoC28H58	1.76	2.435
M/P-Xylene	0.682	0.293	pseudoC29H60	1.695	2.408
O-Xylene	0.348	0.149	C30+	31.095	47.177
N-Nonanes	2.052	1.065			
			<b>TOTAL:</b>	<b>Mol%</b>	<b>Peso %</b>
				<b>100</b>	<b>100</b>

**Tabla N°26.- Fracción en peso y mol del fluido del pozo F18B-44:M1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

- **Característica del fluido del reservorio:**

### Grado API

En la Tabla N°27, se detalla la masa molar y la densidad de cada componente que determina la densidad del fluido y su grado API.

Componente	Masa molar	Componente	Densidad
C7+	292.66	C7+	0.995
C12+	323.56	C12+	1.015
C20+	374.98	C20+	1.033
C30+	403.4	C30+	1.072
		API	13

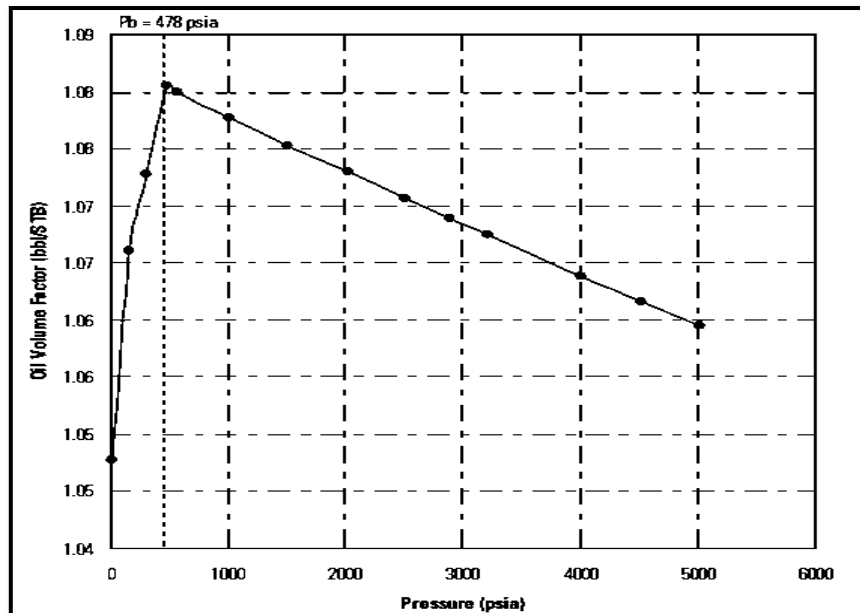
**Tabla N°27.- Grado API del fluido del pozo F18B-44:M1**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

### Factor Volumétrico del Petróleo

En la Figura N°42, se muestra el comportamiento del factor volumétrico del petróleo del pozo Fanny 18B 44, yacimiento M1.

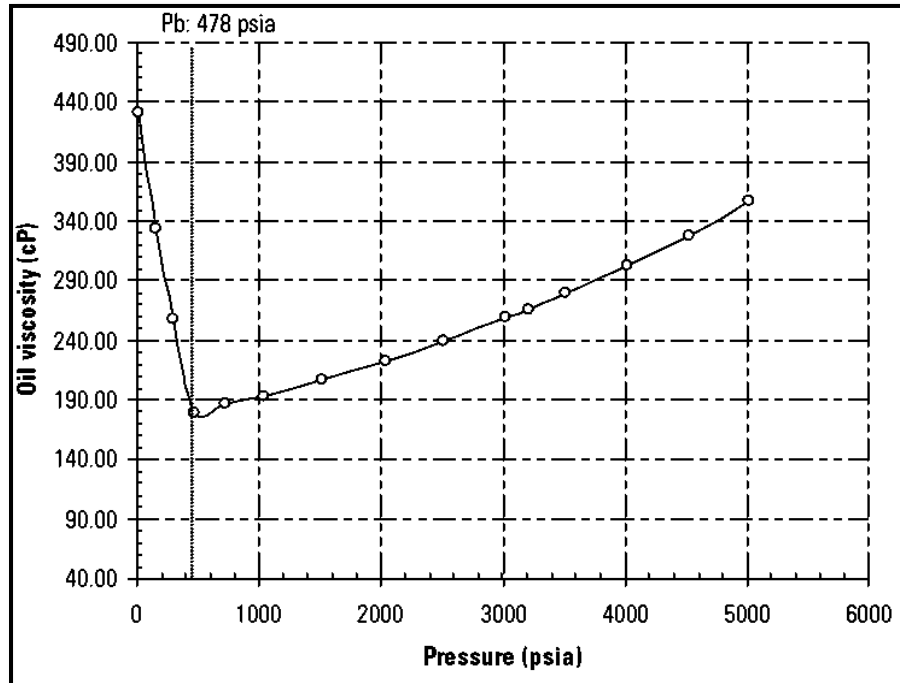


**Figura N°42.- Factor volumétrico del petróleo: pozo Fanny 18B-44:M1**

*Fuente: Análisis PVT, Schlumberger-Andes Petroleum Ltda.*

### Viscosidad del petróleo

En la Figura N°43, se muestra el comportamiento de la viscosidad del petróleo del pozo Fanny 18B 44, yacimiento M1.



*Figura N°43.- Viscosidad del petróleo: pozo F18B-44:M1  
Fuente: Análisis PVT-Andes Petroleum Ecuador Limited*

#### **c) Producción de sólidos del yacimiento M-1: Pozo Fanny-18B-44.**

Desde el inicio de la producción, el pozo Fanny 18B 44 presentó producción considerablemente alto de arena con valores de 28,8 PTB de sólidos.

En el equipo BES instalado que falló, se encontraron sólidos en las etapas de la bomba, y una alta cantidad de arena presente en el fluido producido en superficie.

#### **d) Tasa de producción del pozo Fanny-18B-44: Yacimiento M-1.**

En la Tabla N°28 se resumen los resultados de la prueba de producción realizada en junio del 2006 con equipo BES.

Date	BPPD	BAPD	BFPD	BSW	Horas de la prueba
19/06/2006	159.4	7	166.4	4.18	24
20/06/2006	115.3	4.8	120.1	4.01	10
07/07/2006	336.2	18.9	355.1	5.32	19
08/07/2006	254.5	17.5	272	6.43	24
09/07/2006	253.7	17.5	271.2	6.45	24
10/07/2006	255.4	17.3	272.7	6.34	24
11/07/2006	250.8	17.6	268.4	6.56	24
12/07/2006	232.2	16.2	248.4	6.52	22
13/07/2006	229.1	23.1	252.2	9.16	16
14/07/2006	0	0	0	0	0

**Tabla N°28.- Prueba de pozo: F18B-44:M1 @ 06/2006**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

En base a la prueba de producción mediante equipo BES se determina una tasa de producción de petróleo, agua, fluido en promedio de 260 BPPD, 18 BAPD, 278 BFPD respectivamente y con un 6.5% de BSW.

**e) IPR del pozo Fanny-18B-44: Yacimiento M-1**

Con el resultado de la prueba de producción (260 BPPD @ Junio/2006) mostrados en la tabla anterior y datos de la prueba Build-Up mostrados en la tabla siguiente, se construye la curva del IPR para dicha fecha. (ver Gráfico N°19)

**Datos de la Prueba de Pozo @ Jun-2006:**

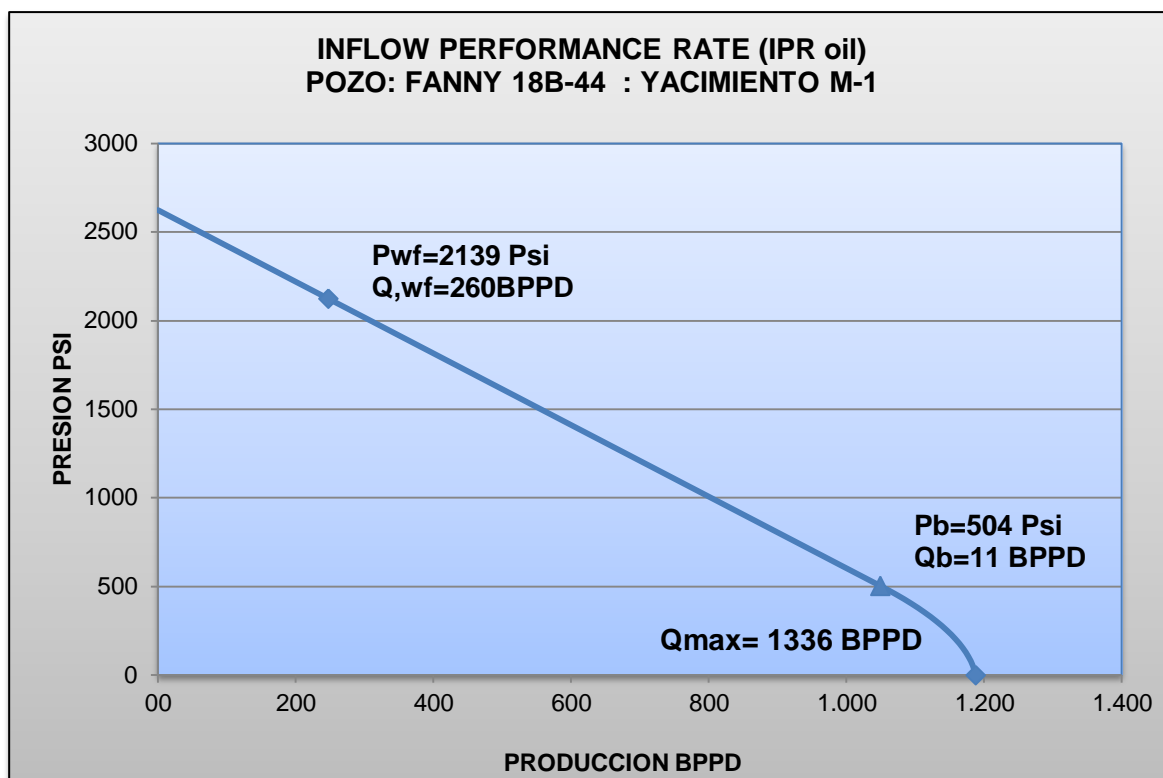
Pr = 2624 Psi

Pb = 504 Psi

Pwf @ prueba = 2139 Psi

Q @ prueba = 260 BPPD

IPR<sub>oil</sub> = 0.536 BPPD/Psi



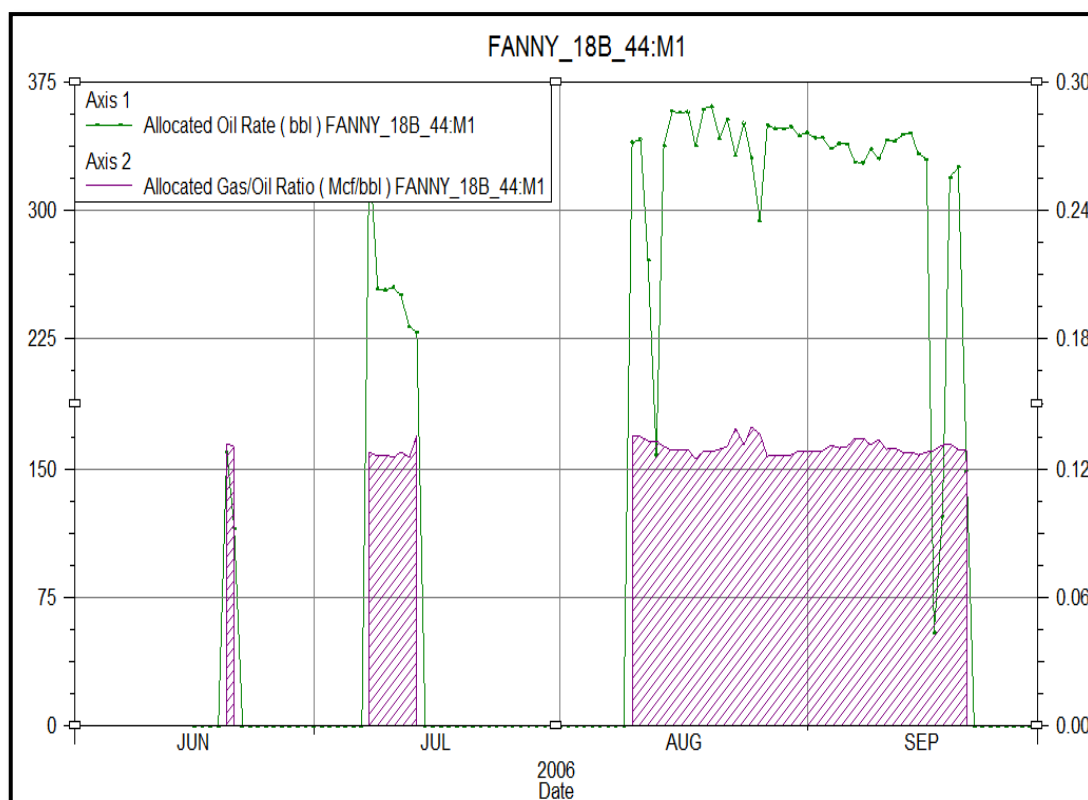
*Gráfico N°19: Curva IPR: F18B-44:M1 @ 06/2006*

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

**f) Producción de gas y GOR del pozo Fanny-18B-44: Yacimiento M-1.**

La producción del gas del pozo Fanny 18B yacimiento M-1 se presenta a continuación en el Gráfico N°20, que fue registrada mediante el equipo BES instalado en junio del 2006.



**Gráfico N°20.- Historial de producción del GOR, Gas y Petróleo-Pozo Fanny 18B-44.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

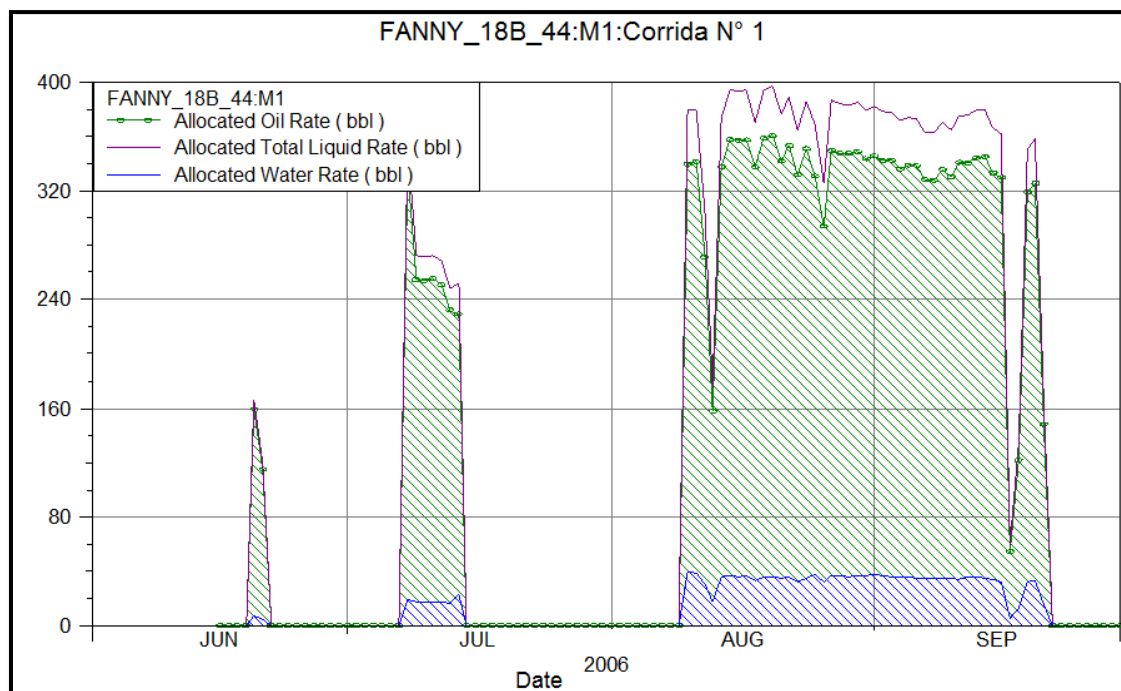
*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

Se observa en la gráfica N°20, que el pozo Fanny 18B-44 desde su inicio produjo con un GOR de 0.13 Mcf/bbl y que se mantuvo gradualmente constante durante los 48 días que el equipo BES opero correctamente.

**g) Problemas operacionales del equipo BES instalado en el pozo Fanny-18B-44: M-1.**

Run life del equipo BES

La corrida N°1 del pozo Fanny 18B 44, fue el 15 de Junio 2006 en el que se baja equipo BES (Bomba: P11) de 136 etapas serie 538, con un Run life total de 48 días (97 en pozo), en la Grafica N°21 se presentan el comportamiento de la producción de petróleo de agua y el fluido total en función del tiempo con equipo BES.



**Gráfico N°21.- Producción de petróleo (bbl) vs tiempo, Corrida N°1-Pozo Fanny 18B-44.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

#### Falla operacional del equipo BES

El equipo BES permanece en funcionamiento por 38 días y el 20 de septiembre del 2006, el equipo deja de operar por falla Eléctrica y también presenta bajo aislamiento de fases a tierra producto de una sobre temperatura en el motor (Temperaturas mayores a 320°F).

El equipo BES instalado estaba funcionando en condiciones no esperadas, ya que se encontraron sólidos en las etapas de la bomba, el pozo tenía un bajo aporte de fluido, corte de agua muy bajo y un índice de productividad bajo.

Adicionalmente otras causas que se observaron y pudieron haber contribuido a la falla son la alta viscosidad (240 cp) y bajo grado API (13°API) del fluido y una alta cantidad de arena presente.

#### **4.2.1.2. Diagrama de Completación del Pozo Fanny 18B 44: WO # 3.**

El Workover #3 del pozo Fanny 18B 44, inicio el 25 de febrero del 2012 y culminó el 1 de marzo del mismo año, en este trabajo se bajó por tercera vez consecutiva el sistema de bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva BSCP. (Ver ANEXO “D-1”)



#### **4.2.2. Pozo Fanny 18B\_96, Yacimiento M-1: Completado con Bomba Electrosumergible de Cavidad Progresiva**

La perforación del pozo Fanny 18B\_96 inició el 24 de febrero del 2007 y culminó operaciones el 5 de marzo del mismo año, con el taladro HP-117.

El pozo Fanny 18B\_96 es un pozo direccional tipo “Slant” de desarrollo y el objetivo principal de la perforación fue, el yacimiento U inferior, el objetivo secundario fue, el yacimiento M-1

La completación inicial se la realizó en el mes de marzo del 2008 y entra en evaluación de producción en el mismo mes. Debido al bajo potencial presentado en este yacimiento se decidió realizar el trabajo de reacondicionamiento No 1 en donde se aísla el yacimiento “U” Inferior y se pone en producción el yacimiento “M-1”, en el que se encontró crudo pesado de 13° API.

##### **4.2.2.1. Consideraciones técnicas para completar el Pozo Fanny 18B\_96 con equipo BESCP**

A continuación se describen las consideraciones del pozo y fluido que se utilizaron para completar con equipo BESCP:

- Tasa baja de producción 209 BPPD
- Intervalo de Producción: 8638’ – 8650’ MD
- Mitad de Perforaciones: 8644’ MD / 7748’ TVD
- Presión de Reservorio: 2614 psi
- Temperatura de Reservorio: 201°F
- Grados API: 11 °API
- Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ )= 240 cp @ 2516 Psi - 60°F
- Índice de Productividad: 0,57 BPPD/psi
- Porosidad: 29%
- Permeabilidad: 255 md

Los parámetros mencionados, son evidentes a los requeridos y aplicables a un sistema de bombeo por cavidades progresivas, como es el caso del equipo BESCP.

**a) Corte estructural del pozo Fanny-18B-96, Yacimiento M-1.**

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es de 9,742 ft. MD / 8,787 ft. TVD con una desviación máxima de 30.66° @ 3880' MD / 3577' TVD, se cuenta con registros eléctricos de este pozo y correlaciones respectivas con los pozos Fanny 18B-95 y Fanny 18B-107, identificando el tope y la base del reservorio M-1 así como el contacto agua petróleo; De la evaluación petrofísica para este pozo se identifica un espesor neto de pago de 71 ft, una porosidad del 27% y una saturación de agua inicial del 40% (Ver Anexo D-2).

**b) Problemas operacionales del equipo BSCP instalado en el pozo Fanny 18B\_96: M-1.**

Run life del equipo BSCP

El pozo Fanny 18B\_96 inicialmente fue instalado el 09 de junio de 2011 y se encontraba operando 16 días, bajo condiciones normales hasta el 26 de junio del 2011, donde se produce un problema eléctrico en el equipo de fondo, por alarma de alta presión en el variador. Se realiza intentos de arranque sin éxito, la frecuencia se mantiene en 7.7 Hz.

**c) Características de fluido del pozo Fanny 18B\_96 Yacimiento M-1. (Análisis PVT).**

Se presenta a continuación los resultados de producción de fluidos del yacimiento M-1, pozo Fanny 18B\_96.

**• Tasa de producción del pozo Fanny 18B\_96: Yacimiento M-1.**

Se muestra a continuación en la Tabla N°29, un resumen los resultados de la prueba de producción realizada en junio del 2011 con equipo BSCP.

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API
11-Jun-11	318	19	299	93.5	ND
12-Jun-11	358	225	133	37.2	ND
13-Jun-11	300	218	82	27.5	11.2
14-Jun-11	282	216	66	23.3	11.2
15-Jun-11	240	209	31	12.8	11.2

**Tabla N°29.- Prueba de pozo: Fanny 18B\_96: M1 @ 06/2011**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

La prueba estabilizada de producción para el pozo es de 209 BFPD, 240 BPPD con 12.8% de BSW.

- **IPR del pozo Fanny 18B\_96: Yacimiento M-1**

Con el resultado de la prueba de producción (209 BPPD @ Junio/2011) mostrados en la tabla anterior y datos de la prueba Build-Up mostrados en la tabla siguiente, se construye la curva del IPR para dicha fecha.

Datos de la Prueba de Pozo:

$P_r = 2614$  Psi.

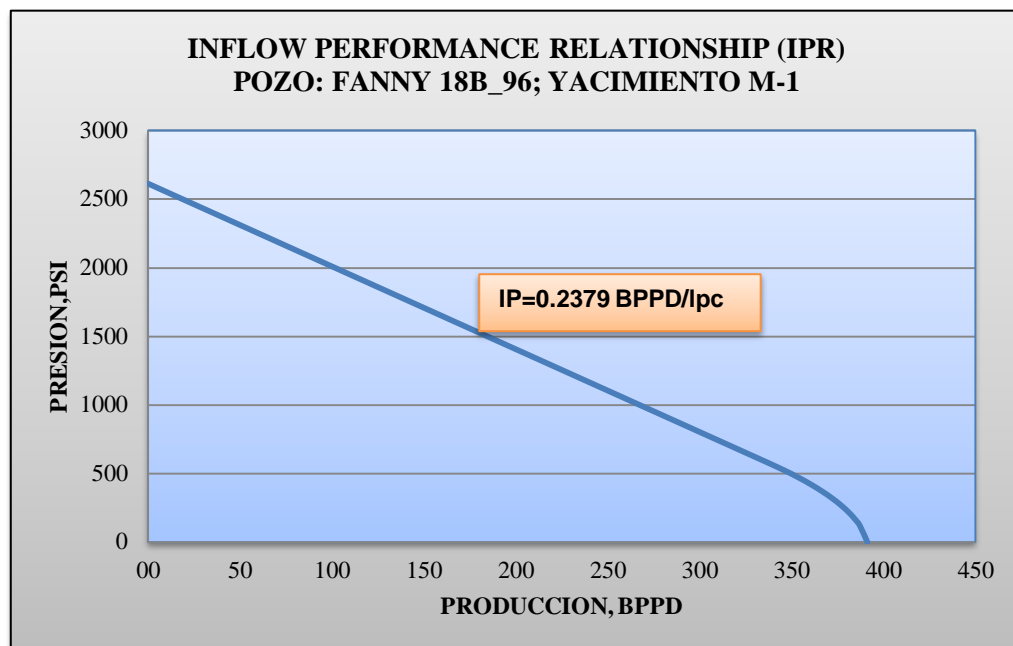
$P_b = 504$  Psi.

$P_{wf}$  @ prueba = 1353 Psi.

$Q$  @ prueba = 209 BPPD

IPR = 0.23791 BPPD/Psi.

El índice de productividad al petróleo utilizando los parámetros de la prueba de producción es 0.2379 BPPD/lpc. El índice de productividad al fluido es de 0.29 BPPD/lpc. La presión estática de yacimiento fue tomada de la prueba de restauración de presión del pozo Fanny\_18B-114H st1. (ver Gráfico N°22)



**Gráfico N°22.- Inflow Performance Relationship (IPR), Pozo Fanny18B-96**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

#### **4.2.2.2. Diagrama de Completación del Pozo Fanny 18B-96: WO # 1.**

El Workover #1 del Pozo Fanny 18B-96, inicio el 09 de junio del 2011 y culminó el 26 de junio del mismo año, a la profundidad de 8644 ft (MD) / 7748 ft (TVD), con el sistema de bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva BESCP. (Ver ANEXO “D-3”)

#### **4.2.3. Pozo Fanny 18B\_114HST1, Yacimiento M-1: Completado con Bomba Electrosumergible de Cavidad Progresiva.**

La perforación del pozo Fanny 18B\_114HST1 inició el 2 de Noviembre del 2008 y culminó operaciones el 15 de Diciembre del mismo año, con el taladro HP-117.

El pozo Fanny 18B\_114HST1 es un pozo horizontal de desarrollo y el objetivo principal de la perforación fue, el yacimiento U inferior, el objetivo secundario fue, el yacimiento M-1.

La completación inicial se la realizó en el mes de Diciembre del 2008 y entra en evaluación de producción en el mismo mes. Debido al bajo potencial presentado en este yacimiento se decidió realizar el trabajo de reacondicionamiento #1 en donde se aísla la sección horizontal (Yacimiento “U” Inferior) y se pone en producción el yacimiento “M-1” (8478’-8490’) obteniendo los siguientes resultados 196 BOPD; 209BFPD; 6% BSW y crudo pesado de 13.5° API.

##### **4.2.3.1. Consideraciones técnicos para completar el Pozo Fanny 18B-114HST1 con equipo BESCP**

A continuación se describen los parámetros del pozo y fluido que se tomaron en consideración para completar este pozo con equipo BESCP

- Tasa baja de producción 196 BPPD
- Intervalo de Producción: 8478’ – 8490’ MD
- Mitad de Perforaciones: 8644’ MD / 7748’ TVD
- Presión de Reservorio: 2098 psi
- Temperatura de Reservorio: 201°F
- Grados API: 13.7°API
- Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ )= 240 cp @ 2516 Psi - 60°F

- Índice de Productividad: 0,148 BPPD/psi
- Porosidad: 27%
- Permeabilidad: 800 md

Los parámetros mencionados, son evidentes a los requeridos y aplicables a un sistema de bombeo por cavidades y equipo BESCP.

**a) Corte estructural del pozo Fanny-18B-114HST1, Yacimiento M-1.**

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es de 11152 ft. MD / 8,787 ft. TVD con una desviación máxima de 89.91° @ 11111' MD / 8524' TVD, se cuenta con registros eléctricos de este pozo y correlaciones respectivas con los pozos Fanny 18B-85 y Fanny 18B-45, identificando el tope y la base del reservorio M-1 así como el contacto agua petróleo; De la evaluación petrofísica para este pozo se identifica un espesor neto de pago de 71 ft, una porosidad del 27% y una saturación de agua inicial del 40% (Ver Anexo D-4).

**b) Evaluación de producción del Yacimiento M-1: Pozo Fanny 18B\_114 HST1.**

Se presenta a continuación los resultados de producción de fluidos del yacimiento M-1, pozo Fanny 18B 114HST1.

- **Tasa de producción del pozo Fanny 18B 114HST1: Yacimiento M-1.**

Se muestra a continuación en la Tabla N°30, resumen los resultados de la prueba de producción realizada en junio del 2011 con equipo BESCP.

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API
30-Apr-11	198	182	16	8	15.1
01-may-11	210	197	14	6.4	15.1
02-may-11	257	239	18	6.9	15.1
03-may-11	238	221	17	7	15.2
04-may-11	260	243	17	6.5	15.2
05-may-11	222	208	14	6.1	15.2
06-may-11	221	208	13	5.9	15.2
07-may-11	210	196	14	6.5	13.7
08-may-11	217	203	14	6.3	13.7
09-may-11	209	196	13	6	13.7

**Tabla N°30.- Prueba de pozo: Fanny 18B\_114HST1: M1 @ 05/2011**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

La prueba estabilizada de producción para el pozo es de 222 BFPD, 204 BPPD con 8% de BSW.

- **Prueba de restauración de Presión Build-UP: Yacimiento M-1**

Con el fin de conocer la presión de reservorio, permeabilidad, límites de reservorio y daño de formación en este pozo se ha realizado en Mayo del 2011 una prueba de restauración de presión al yacimiento M-1 (ver Anexo D-5), se muestran a continuación los resultados obtenidos.

- Permeabilidad: 800 md
- Daño total de formación: 1.73
- IP al petróleo (de eval. de presión), BPD/psi: 0.148
- IP al petróleo (de eval. producción), BPD/psi: 0.148
- Presión inicial de yacimiento @ PSIUD, psi: 2,098
- Presión Inicial de yacimiento @ Datum, psi: 2,693
- Modelo: Radial Homogéneo

La presión de reservorio obtenida de la prueba es necesaria para calcular el IPR del yacimiento para posteriormente diseñar la bomba, sin embargo los datos obtenidos en el Build-Up no son confiables en vista que en la prueba no llega a la zona de flujo radial (Ver Anexo “D-5”, Anexo “D-6”, Anexo “D-7”).

#### **4.2.3.2. Diagrama de Completación del Pozo Fanny 18B-114HST1: WO # 2.**

Al pozo Fanny 18B-114HST1 se lo realizó 2 trabajos de reacondicionamiento, este último inicia el 17 de abril del 2011 y culmina el 26 de abril del 2011, a la profundidad de 8484 ft (MD), 7726.84 ft (TVD), con el sistema de bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva BSCP. (Ver ANEXO “D-8”)

#### **4.2. Diseño de la Bomba Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BSCP) instalados del Campo Fanny 18B.**

En el diseño y selección de la bomba de un sistema de levantamiento artificial, es necesario tomar en cuenta los parámetros y requerimientos que la bomba debe satisfacer conforme a los puntos críticos de diseño, como:

- Suficiente capacidad de desplazamiento para obtener la capacidad requerida (Tasa de descarga “Q”).
- Suficiente capacidad de presión para superar el levantamiento neto requerido por el sistema.

Se detalla los parámetros a tomarse para el diseño de la Bomba Eléctrica Sumergible de Cavidad Progresiva (BSCP).

##### **4.2.1. Tasa de producción requerida**

Es la tasa de fluido a la cual se requiere que la bomba levante desde fondo a superficie. Y la bomba debe ser diseñada y seleccionada de forma que tenga la capacidad de producir esta tasa a condiciones operacionales.

$$Q_{diseño} = \frac{Q_{requerido}}{n} \times 100$$

Dónde:

Q diseño = Tasa de producción nominal de la bomba (m<sup>3</sup>/día, Bls/día)

Q requerido = Tasa de producción requerida en superficie (m<sup>3</sup>/día, Bls/día)

N = Eficiencia volumétrica de la bomba (%).

#### 4.2.2. Capacidad mínima de presión requerida

Esta capacidad es determinada por el levantamiento neto necesario, que a su vez es, la diferencia entre la presión de descarga y la presión de entrada.

$$P_{neto} = P_{descarga} - P_{entrada}$$

Dónde:

P neto = Levantamiento neto requerido (kPa o Psi)

P descarga = Presión de descarga (kPa o Psi).

P entrada = Presión de entrada (kPa o Psi).

##### a) Presión de entrada de la bomba

Es la presión determinada por la energía del yacimiento es decir el comportamiento del IPR.

$$P_{entrada} = P_{casing} + P_{gas} + P_{liquido}$$

Dónde:

P entrada= Presión de Entrada (kPa o Psi).

P casing = Presión de Superficie del Anular (kPa o Psi).

P gas = Presión de la Columna de Gas (kPa o Psi).

P liquido = Presión de la Columna de Líquido (kPa o Psi).

##### b) Presión de descarga de la bomba

Es la presión determinada por el requerimiento de superficie y la configuración mecánica del pozo.

$$P_{descarga} = P_{tubing} + P_{liquido} + P_{perdidas}$$

Dónde:

P descarga = Presión de Descarga (kPa o Psi).

P tubing = Presión de Superficie (kPa o Psi).

P líquido = Presión de la Columna de líquido (kPa o Psi).

P perdidas = Presión de flujo (kPa o Psi).



#### **4.2.3. Diseño de la Bomba ESCP del pozo Fanny 18B-44 instalado en el Campo Fanny 18B.**

Para el diseño del equipo se basa en datos disponibles del pozo es decir análisis PVT, pruebas de pozo e historial de producción actuales. Los datos del pozo son de vital importancia porque de ello dependerá el diseño correcto del sistema de levantamiento artificial para determinado pozo.

##### ***a) Datos generales:***

Campo: Fanny 18B

Pozo: Fanny 44

Yacimiento: M-1

##### ***b) Datos de pozo:***

Tubería de casing superficial = 10 ¾" @ 5336 pies

Tubería de revestimiento = 7" @ 9295 pies

Tubería de producción = 3 ½" OD

Intervalo de perforaciones = 8224' – 8234'

Profundidad de referencia de las perforaciones = 8229'

Profundidad Total = 9295 pies.

##### ***c) Datos de producción y condiciones de fluido actuales:***

Presión de cabeza (Pwh) = 234 PSI

Presión del reservorio (Pr) = 2614 PSI.

Presión de fondo fluyente (Pwf) = 2139 PSI

GOR = 126 scf/STB

Temperatura de fondo = 210 ° F

Q (actual) = 270 BFPD

Q (deseado) = 270 BFPD

BSW (%) = 43 %

API = 13.5

Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ) = 1.29

Factor volumétrico ( $\beta_o$ ) = 1.146

Gravedad específica del agua (GE) = 1.05

Presión de burbuja (Pb) = 504 PSI

**d) Capacidad de Producción del pozo y diseño de la curva IPR.**

Para comenzar con el criterio de selección se debe conocer cuanto el pozo produce por cada caída de presión.

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$J = \frac{270 \text{ BFPD}}{(2614 - 2139) \text{ PSI}} = 0.5684 \frac{\text{BFPD}}{\text{PSI}}$$

Para determinar el caudal máximo utilizamos la ecuación de Vogel:

$$Q_{max} = Q_b + J \frac{P_b}{1.8} = J (P_r - P_b) + J * \frac{P_b}{1.8}$$

$$Q_{max} = 0.5684 * (2614 - 504) + 0.5684 * \frac{504}{1.8} = 1358.53 \text{ BFPD}.$$

Para la gráfica del IPR se calculó mediante fórmulas mencionadas anteriormente. En la Tabla N°31, se muestra los valores correspondientes a la curva IPR.

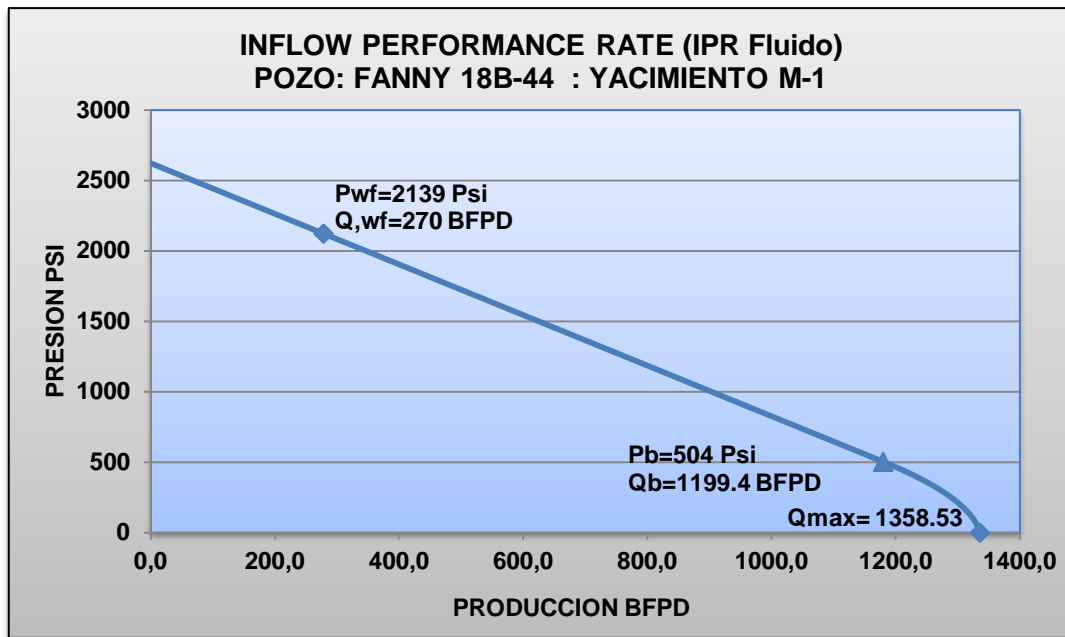
DATOS CALCULADOS			
Presión, Psi		Caudal, BPPD	
<b>Pr</b>	2614	<b>Q @ Pr</b>	0
<b>Pwf</b>	2139	<b>Q @ Pwf</b>	270
<b>Pb</b>	504	<b>Qb @ Pb</b>	1199.36
<b>P</b>	0	<b>Qmax @ P</b>	1358.53

**Tabla N°31.- Valores Calculados para la gráfica del IPR.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

En el Gráfico N°23 se muestra la curva del potencial del pozo Fanny 18B-44 dando 0.5684 BPPD por cada Psi de presión que decae en el reservorio.



**Gráfico N°23.- Curva del Inflow Performance Pozo Fanny 18B-44**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

**e) Gravedad específica del petróleo**

$$\gamma_{OIL}(GE_{OIL}) = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API} = \frac{141.5}{131.5 + 13} = 0.976$$

**f) Cálculo del gradiente de fluido o gravedad específica del fluido.**

$$\gamma_{fluido} = (1 - BSW) * GE + BSW * GE_{agua}$$

$$\gamma_{fluido} = \left(1 - \frac{43}{100}\right) * 0.979 + \frac{43}{100} * 1.050$$

$$\gamma_{fluido} = 1.008$$

$$G_{fluido} = \gamma_{fluido} * 0.433 \frac{Psi}{Pie}$$

$$G_{fluido} = 1.008 * 0.433 \frac{Psi}{Pie}$$

$$G_{fluido} = 0.4364$$

**g) Presión de fondo fluyente para caudal deseado.**

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$P_{wf} = Pr - \frac{Q_{deseado}}{J} = 2614 - \frac{270}{0.5684} = 2139 \text{ PSI}$$

**h) Cálculo de la columna dinámica total (TDH).**

La columna dinámica total (TDH) es la altura requerida para bombear la capacidad de fluido deseada. Esta altura hace referencia al trabajo requerido para levantar una columna vertical de fluido determinada, desde la descarga de la bomba hasta la superficie.

$$TDH = LN + Fr + Pd$$

Dónde:

TDH (pies) = Total Dinamic Head (Carga Dinámica Total).

LN (pies) = Levantamiento Neto o Nivel Dinámico medido desde superficie.

Fr (pies) = Perdidas de fricción por levantamiento en el tubing.

Pd (pies) = Presión de descarga o de cabeza.

- **Levantamiento neto o nivel dinámico del fluido.**

Para el cálculo del levantamiento neto es necesario conocer el levantamiento efectivo.

$$P_{wf} = G_{fluido} * He$$

$$He = \frac{P_{wf}}{G_{fluido}} = \frac{P_{wf} * 2.31 \text{ ft/Psi}}{\gamma_{fluido}} = \frac{2139 * 2.31}{1.008} = 4904 \text{ pies}$$

Luego:

$$LN = \text{Profundidad media de disparos} - \text{Levantamiento efectivo}$$

$$LN = 7751 \text{ pies} - 4904 \text{ pies} = 2847 \text{ pies.}$$

- **Profundidad de asentamiento de la bomba.**

$$H_{PB} = \frac{Pb}{G_{fluido}} = \frac{504 \text{ Psi}}{0.4364} = 1155.03 \text{ Pies}$$

$$H_{BOMBA} = (LN + H_{PB}) * \text{Factor de seguridad del 10\%}$$

$$H_{BOMBA} = (2850 + 1155.03) * 1.05 = 4202.13 \text{ Pies}$$

Según el requerimiento para el diseño de la bomba el valor obtenido la bomba se asienta en 5000 pies.

- **Calculo de la presión de entrada de la bomba (Pump Intake Pressure).**

$$HD = Prof \text{ asentamiento} - LN$$

$$HD = 5000 \text{ pies} - 2847 \text{ pies} = 2153 \text{ pies}$$

$$PIP = G_{fluido} * HD$$

$$PIP = 0.4364 * 2153 \text{ pies} = 940 \text{ PSI.}$$

- **Perdidas de fricción por levantamiento. (Fr)**

Se determina usando la fórmula de Hazen – Williams para tubing de producción nueva de 3 ½”, ingresando con caudal de fondo.

$$Q_{fondo} = Q_{deseado} * \beta_o$$

$$Q_{fondo} = 270 \text{ BPPD} * 1.146 = 309.42 \text{ BPPD}$$

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \left(\frac{Q_{fondo}}{34.5}\right)^{1.85}}{(ID_{tubing})^{4.8655}},$$

Dónde:

$$F = \text{perdidas en pies} / 1000 \text{ pies}$$

$$Q_{fondo} = BPPD$$

$$C = 120$$

Por lo tanto las pérdidas de fricción es:

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} * \left(\frac{309.42}{34.5}\right)^{1.85}}{(2.992)^{4.8655}}$$

$$F = 0.4159 \text{ pies} / 1000 \text{ pies}$$

$$Fr = \frac{0.4159}{1000'} * \text{profundidad de asentamiento}$$

$$Fr = \frac{0.4159}{1000'} * 5000' = 3 \text{ pies}$$

- **Presión de descarga o de cabeza.**

$$Pd = \frac{Pwh}{G_{fluido}} = \frac{234 \text{ Psi}}{0.4372} = 537 \text{ pies}$$

Por lo tanto el levantamiento neto total es:

$$TDH = LN + Fr + Pd$$

$$TDH = 2847 \text{ pies} + 3 \text{ pies} + 537 \text{ pies} = 3387 \text{ pies}$$

Por lo tanto la carga dinámica total será de 3387 pies que la bomba levantara la columna vertical del fluido.

#### i) Selección de la bomba.

La selección de la bomba de cavidad progresiva será la de mayor diámetro permitido por el casing y deberá tener la capacidad deseada dentro de los límites óptimos. Hay que tomar en cuenta una correcta selección del rotor, estator y los elastómeros.

La bomba de cavidad progresiva presenta los siguientes parámetros:

	<b>Intake</b>	<b>Descarga</b>
<b>Presión:</b>	1421 Psi	2778 Psi
<b>Rata de flujo:</b>	296 BPD	295 BPD
<b>Gravedad Especifica:</b>	0.948 rel-H <sub>2</sub> O	0.951 rel-H <sub>2</sub> O
<b>Viscosidad</b>	33.9 cP	236 cP

Presión de carga de la bomba: 38%

Presión de eficiencia del volumen: 98%

- **Rotor**

El pozo Fanny 18B-44 se utilizó una barra cilíndrica de 302 pulgadas de longitud y Pin size de 1 API.

- **Estator**

El estator utilizado para el pozo Fanny 18B-44 presento las siguientes características:

Longitud: 287 pulgadas

Conexión (API): 3.500 in- 8 EUE PIN

Diámetro Exterior (OD): 3.75 pulgadas

Estator Asm Longitud: 310.25 pulgadas

Estator Asm conexión (API): 3.500 in – 8 EUE.

- **Elastómeros**

En vista de que los elastómeros es el componente principal, utilizado para revestir el housing de la cavidad progresiva, es por ello que su correcta selección servirá para el buen desempeño de la bomba.

En el pozo Fanny 44B presenta un crudo de 13.5 °API por tal motivo se consideró el elastómero LT 4000 que es resistente a la abrasión. El elastómero LT4000 es utilizado hasta 40° API con temperaturas hasta 300°F, con 40% de gas libre al Intake, el 1% H<sub>2</sub>S y el 15% CO<sub>2</sub>.

**Parámetros utilizados en la selección:**

Tomando en consideración los parámetros anteriores se seleccionó la bomba de 130-D-3600-LIFTEQ [375-series], con un rotor de 302 pulgadas de longitud, un estator de 287 pulgadas de longitud con una conexión API de 3.500 in – 8 EUE PIN y un elastómero LT4000.

Para seleccionar el sello se tomó el GST3 [513 Series], con un diámetro (OD”) de 5.13”.

Para el mecanismo reductor se tomó el modelo GRU [538 Serie], con un Gear ratio de 11.42:1 y un diámetro (OD) de 5.62”

En la selección del motor se tomó un modelo MSP1-250, de potencia 126 HP, 2330V, 33 A [562 Series], fluido de velocidad 0.418 ft/s, diámetro (OD) de 5.62”.

En la selección del cable de potencia se tomó un cable N° 2 de plano con capilar, en superficie de 50ft @ 116°F y en el tubing de 6444ft de longitud.

**4.2.4. Diseño del pozo Fanny 18B – 96, instalado en el Campo Fanny-18B.**

Para el diseño del equipo se basa en datos disponibles del pozo es decir datos de producción y condiciones de flujo. Los datos del pozo son de vital importancia porque de ello dependerá el diseño correcto del sistema de levantamiento artificial para determinado pozo.

**a) Datos generales:**

Campo: Fanny 18B

Pozo: Fanny 96

Yacimiento: M-1

**b) Datos de pozo:**

Tubería de casing superficial = 10 3/4" @ 5455 pies

Tubería de revestimiento = 7" @ 9742 pies

Tubería de producción = 3 1/2" OD

Intervalo de perforaciones (MD) = 8638' – 8650'

Profundidad de referencia de las perforaciones = 7748' (TVD), 8644' (MD)

Profundidad Total = 9742' (MD), 8787' (TVD).

**c) Datos de producción y condiciones de fluido:**

Presión de cabeza (Pwh) = 240 PSI

Presión del reservorio (Pr) = 2614 PSI.

Presión de fondo fluyente (Pwf) = 1800 PSI

GOR = 126 scf/STB

Temperatura de fondo = 225 ° F

Q (actual) = 265 BPPD

Q (deseado) = 266 BPPD

BSW (%) = 30 %

°API = 13

Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ) = 431

Factor volumétrico ( $\beta_o$ ) = 1.146

Gravedad específica del agua (GE) = 1.05

Presión de burbuja (Pb) = 504 PSI

**d) Capacidad de Producción del pozo y diseño de la curva IPR**

Para comenzar con el criterio de selección se debe conocer cuanto el pozo produce por cada caída de presión.

$$J = \frac{Q_{actual}}{P_r - P_{wf}}$$



$$J = \frac{265 \text{ BPPD}}{(2614 - 1800) \text{ PSI}} = 0.326 \frac{\text{BPPD}}{\text{PSI}}$$

Para determinar el caudal máximo utilizamos la ecuación de Vogel:

$$Q_{max} = Q_b + J \frac{P_b}{1.8} = J (P_r - P_b) + J * \frac{P_b}{1.8}$$

$$Q_{max} = 0.326 * (2614 - 504) + 0.326 * \frac{504}{1.8} = 778.071 \text{ BPPD}.$$

Para la gráfica del IPR se calculó mediante fórmulas mencionadas anteriormente. En la Tabla N°30 se muestra los valores correspondientes a la curva IPR.

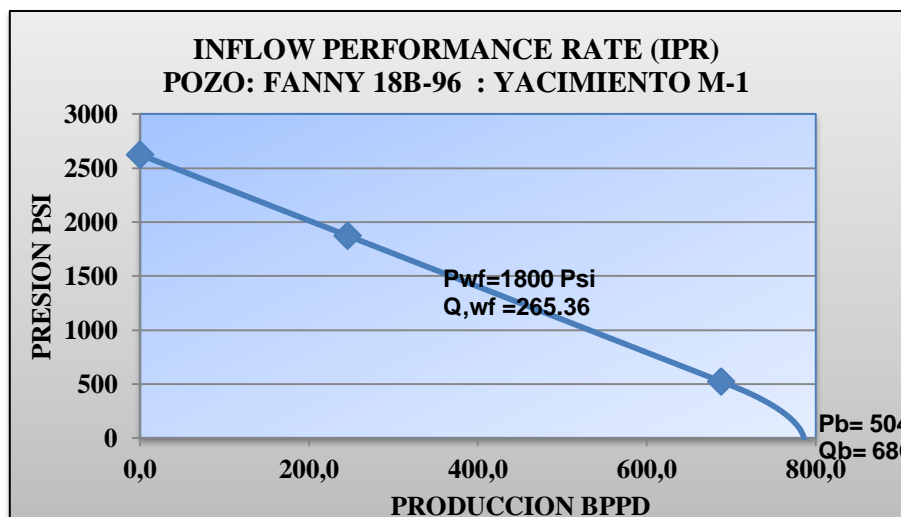
DATOS CALCULADOS			
Presión, Psi		Caudal, BPPD	
<b>Pr</b>	2614	<b>Q @ Pr</b>	0
<b>Pwf</b>	1800	<b>Q @ Pwf</b>	265.364
<b>Pb</b>	504	<b>Qb @ Pb</b>	686.916
<b>P</b>	0	<b>Qmax @ P</b>	778.071

**Tabla N°32.- Valores Calculados para la gráfica del IPR.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

En el Gráfico N°24 se muestra la curva del potencial del pozo Fanny 18B-96 dando 0.326 BPPD por cada Psi de presión que decae en el reservorio.



**Gráfico N°24.- Curva del Inflow Performance Pozo Fanny 18B-96.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

**e) Gravedad específica del petróleo**

$$\gamma_{OIL}(GE_{OIL}) = \frac{141.5}{131.5 + \frac{141.5}{API}} = \frac{141.5}{131.5 + 13} = 0.979$$

**f) Calculo del gradiente de fluido o gravedad específica del fluido**

$$\gamma_{fluido} = (1 - BSW) * GE + BSW * GE_{agua}$$

$$\gamma_{fluido} = \left(1 - \frac{30}{100}\right) * 0.979 + \frac{30}{100} * 1.050$$

$$\gamma_{fluido} = 0.992$$

$$G_{fluido} = \gamma_{fluido} * 0.433 \frac{Psi}{Pie}$$

$$G_{fluido} = 0.992 * 0.433 \frac{Psi}{Pie}$$

$$G_{fluido} = 0.4297$$

**g) Presión de fondo fluyente para caudal deseado.**

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q_{deseado}}{J} = 2614 - \frac{266}{0.326} = 1796.928 \frac{BPPD}{PSI}$$

**h) Calculo de la columna dinámica total (TDH).**

La columna dinámica total (TDH) es la altura requerida para bombear la capacidad de fluido deseada. Esta altura hace referencia al trabajo requerido para levantar una columna vertical de fluido determinada, desde la descarga de la bomba hasta la superficie.

$$TDH = LN + Fr + Pd$$

• **Levantamiento neto o nivel dinámico del fluido.**

Para el cálculo del levantamiento neto es necesario conocer el levantamiento efectivo.

$$P_{wf} = G_{fluido} * He$$

$$He = \frac{P_{wf}}{G_{fluido}} = \frac{P_{wf} * 2.31 \frac{ft}{Psi}}{\gamma_{fluido}} = \frac{1800 * 2.31}{0.992} = 4183 \text{ pies}$$

Luego de conocer el levantamiento efectivo se calcula el levantamiento neto:

$$LN = \text{Profundidad media de disparos} - \text{Levantamiento efectivo}$$

$$LN = 7748 \text{ pies} - 4183 \text{ pies} = 3565 \text{ pies.}$$

- **Profundidad de asentamiento de la bomba.**

$$H_{PB} = \frac{P_b}{G_{fluido}} = \frac{504 \text{ Psi}}{0.4297} = 1172.8021 \text{ Pies}$$

$$H_{BOMBA} = (LN + H_{PB}) * \text{Factor de seguridad del 10\%}$$

$$H_{BOMBA} = (3565 + 1172.80) * 1.05 = 4974.69 \text{ Pies}$$

Según el requerimiento para el diseño de la bomba el valor obtenido la bomba se asienta en 6000 pies.

- **Calculo de la presión de entrada de la bomba (Pump Intake Pressure).**

$$HD = \text{Prof asentamiento} - LN$$

$$HD = 6000 \text{ pies} - 3565 \text{ pies} = 2435 \text{ pies}$$

$$PIP = G_{fluido} * HD$$

$$PIP = 0.4297 * 2435 \text{ pies} = 1047 \text{ PSI.}$$

- **Perdidas de fricción por levantamiento. (Fr)**

Se determina usando la fórmula de Hazen – Williams para tubing de producción nueva de 3 ½”, ingresando con caudal de fondo.

$$Q_{fondo} = Q_{deseado} * \beta_o$$

$$Q_{fondo} = 266 \text{ BPPD} * 1.146 = 304.836 \text{ BPPD}$$

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \left(\frac{Q_{fondo}}{34.5}\right)^{1.85}}{(ID_{tubing})^{4.8655}}$$

Dónde:

$$F = \text{perdidas en pies} / 1000 \text{ pies}$$

$$Q_{fondo} = BPPD$$

$$C = 120$$

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} * \left(\frac{303.24}{34.5}\right)^{1.85}}{(2.992)^{4.8655}}$$

$$F = 0.400638 \text{ pies} / 1000 \text{ pies}$$

$$Fr = \frac{0.400638}{1000'} * \text{profundidad de asentamiento}$$

$$Fr = \frac{0.400638}{1000'} * 6000' = 2 \text{ pies}$$

- **Presión de descarga o de cabeza.**

$$Pd = \frac{P_{wh}}{G_{fluido}} = \frac{240 \text{ Psi}}{0.4297} = 559 \text{ pies}$$

Por lo tanto el levantamiento neto total es:

$$TDH = LN + Fr + Pd$$

$$TDH = 3565 \text{ pies} + 2 \text{ pies} + 559 \text{ pies} = 4126 \text{ pies}$$

#### **Parámetros utilizados en la selección:**

Tomando en consideración los parámetros anteriores se seleccionó la bomba de 130-D-3600-LIFTEQ [375-series], con un rotor de 302 pulgadas de longitud, un estator de 287 pulgadas de longitud con una conexión API de 3.500 in – 8 EUE PIN y un elastómero LT2000.

Para seleccionar el sello se tomó el GST3 [513 Series], con un diámetro (OD”) de 5.13” y una longitud de 6.90 ft de peso 267 lbs.

Para el mecanismo reductor se tomó el modelo GRU [538 Serie], con un Gear ratio de 11.4:1 y un diámetro (OD) de 5.62” (1.12 in)

En la selección del motor se tomó un modelo MSP1-250, de potencia 126 HP, 2330V, 33 A [562 Series], fluido de velocidad 0.405 ft/s, diámetro (OD) de 5.62”.

En la selección del cable de potencia se tomó un cable N° 2 de plano con capilar, en superficie de 50ft @ 127°F y en el tubing de 7114 ft de longitud.

#### **4.2.5. Diseño del pozo Fanny 18B–114 HST1, instalado en el Campo Fanny.**

Para el diseño del equipo se basa en datos disponibles del pozo es decir datos de producción y condiciones de fluido. Los datos del pozo son de vital importancia porque de ello dependerá el diseño correcto del sistema de levantamiento artificial para determinado pozo.

##### ***a) Datos generales:***

Campo: Fanny 18B

Pozo: Fanny 114 HST1

Yacimiento: M-1

##### ***b) Datos de pozo:***

Tubería de casing superficial = 13 3/8” @ 5660 pies

Tubería de revestimiento = 7” @ 9200 pies

Tubería de producción = 3 1/2” OD

Intervalo de perforaciones = 8478’ – 8490’

Profundidad de referencia de las perforaciones = 8484’ (MD), 7746’ (TVD)

Profundidad Total = 11152’ (MD), 8525’ (TVD).

##### ***c) Datos de producción y condiciones de fluido:***

Presión de cabeza (Pwh) = 125 PSI

Presión del reservorio (Pr) = 2614 PSI.

Presión de fondo fluyente (Pwf) = 1562 PSI

GOR = 140 scf/STB

Temperatura de fondo = 220 ° F

Q (actual) = 400 BPPD

Q (deseado) = 381 BPPD

BSW (%) = 18.7 %

° API = 13

Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ) = 431

Factor volumétrico ( $\beta_o$ ) = 1.146

Gravedad específica del agua (GE) = 1.1

Presión de burbuja ( $P_b$ ) = 478 PSI

#### d) Capacidad de Producción del pozo y diseño de la curva IPR

Para comenzar con el criterio de selección se debe conocer cuanto el pozo produce por cada caída de presión.

$$J = \frac{Q_{actual}}{P_r - P_{wf}}$$

$$J = \frac{400 \text{ BPPD}}{(2614 - 1562) \text{ PSI}} = 0.380 \frac{\text{BPPD}}{\text{PSI}}$$

Para determinar el caudal máximo utilizamos la ecuación de Vogel:

$$Q_{max} = Q_b + J \frac{P_b}{1.8} = J (P_r - P_b) + J * \frac{P_b}{1.8}$$

$$Q_{max} = 0.380 * (2614 - 478) + 0.380 * \frac{478}{1.8} = 913,139 \text{ BPPD}.$$

Para la gráfica del IPR se calculó mediante fórmulas mencionadas anteriormente. En la siguiente Tabla N°33 se muestra los valores correspondientes a la curva IPR.

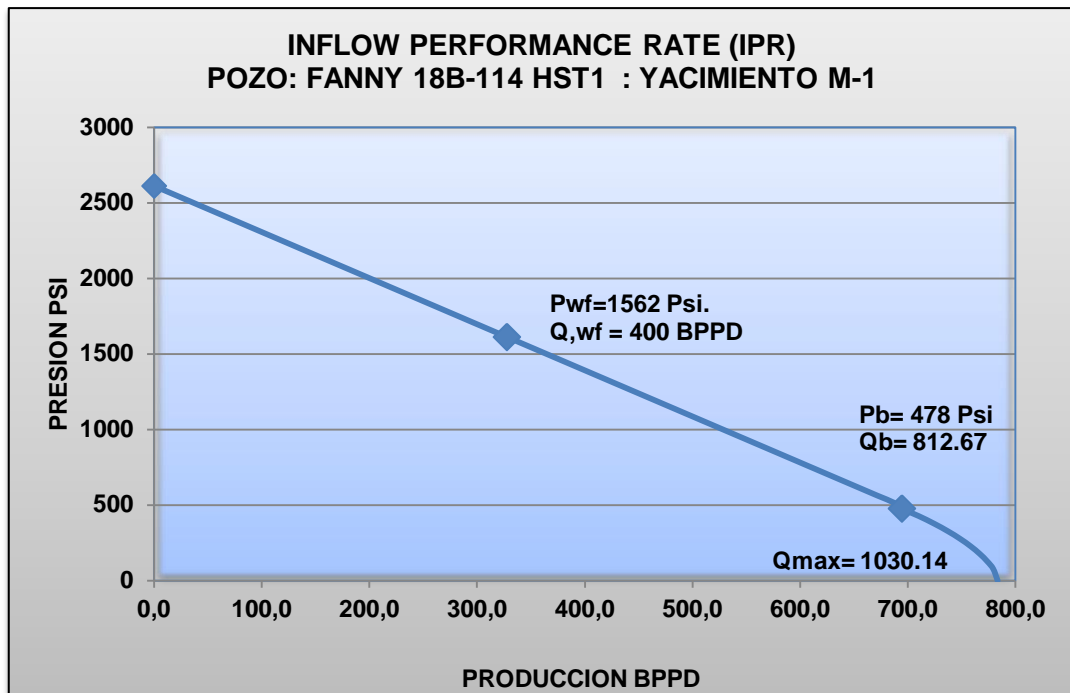
DATOS CALCULADOS			
Presión, Psi		Caudal, BPPD	
<b>Pr</b>	2614	<b>Q @ Pr</b>	0
<b>Pwf</b>	1562	<b>Q @ Pwf</b>	400
<b>Pb</b>	478	<b>Qb @ Pb</b>	812.167
<b>P</b>	0	<b>Qmax @ P</b>	1030.114

**Tabla N°33.- Valores Calculados para la gráfica del IPR.**

*Fuente: ARCH-Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

En el Gráfico N°25 se muestra la curva del potencial del Pozo Fanny 18B-114HST1, dando 0.380 BPPD por cada Psi de presión que decae en el reservorio.



**Gráfico N°25.- Curva del Inflow Performance Pozo Fanny 18B-114 HST1**

*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Exploración y Explotación, ARCH.*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

**e) Gravedad específica del petróleo**

$$\gamma_{OIL}(GE_{OIL}) = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API} = \frac{141.5}{131.5 + 13} = 0.979$$

**f) Calculo del gradiente de fluido o gravedad específica del fluido**

$$\gamma_{fluido} = (1 - BSW) * GE + BSW * GE_{agua}$$

$$\gamma_{fluido} = \left(1 - \frac{18.7}{100}\right) * 0.979 + \frac{18.7}{100} * 1.1$$

$$\gamma_{fluido} = 0.992$$

$$G_{fluido} = \gamma_{fluido} * 0.433 \frac{Psi}{Pie}$$

$$G_{fluido} = 0.992 * 0.433 \frac{Psi}{Pie}$$

$$G_{fluido} = 0.4297$$

**g) Presión de fondo fluyente para caudal deseado.**

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q_{deseado}}{J} = 2614 - \frac{381}{0.380} = 1611.36 \frac{BPPD}{PSI}$$

**h) Calculo de la columna dinámica total (TDH).**

La columna dinámica total (TDH) es la altura requerida para bombear la capacidad de fluido deseada. Esta altura hace referencia al trabajo requerido para levantar una columna vertical de fluido determinada, desde la descarga de la bomba hasta la superficie.

$$TDH = LN + Fr + Pd$$

- Levantamiento neto o nivel dinámico del fluido.**

Para el cálculo del levantamiento neto es necesario conocer el levantamiento efectivo.

$$P_{wf} = G_{fluido} * He$$

$$He = \frac{P_{wf}}{G_{fluido}} = \frac{P_{wf} * 2.31 \frac{ft}{Psi}}{\gamma_{fluido}} = \frac{1611.36 * 2.31}{0.992} = 3752 \text{ pies}$$

Luego de conocer el levantamiento efectivo se calcula el levantamiento neto:

$$LN = \text{Profundidad media de disparos} - \text{Levantamiento efectivo}$$

$$LN = 7746 \text{ pies} - 3752 \text{ pies} = 3994 \text{ pies.}$$

- Profundidad de asentamiento de la bomba.**

$$H_{PB} = \frac{Pb}{G_{fluido}} = \frac{487 \text{ Psi}}{0.4297} = 1112.30 \text{ Pies}$$

$$H_{BOMBA} = (LN + H_{PB}) * \text{Factor de seguridad del 10\%}$$

$$H_{BOMBA} = (3994 + 1112.30) * 1.05 = 5361.61 \text{ Pies}$$

Según el requerimiento para el diseño de la bomba el valor obtenido la bomba se asienta en 6000 pies.



- **Calculo de la presión de entrada de la bomba (Pump Intake Pressure).**

$$HD = Prof \text{ asentamiento} - LN$$

$$HD = 6000 \text{ pies} - 3994 \text{ pies} = 2006 \text{ pies}$$

$$PIP = G_{fluido} * HD$$

$$PIP = 0.4297 * 2006 \text{ pies} = 863 \text{ PSI.}$$

- **Perdidas de fricción por levantamiento. (Fr)**

Se determina usando la fórmula de Hazen – Williams para tubing de producción nueva de 3 ½”, ingresando con caudal de fondo.

$$Q_{fondo} = Q_{deseado} * \beta_o$$

$$Q_{fondo} = 381 \text{ BPPD} * 1.146 = 434.34 \text{ BPPD}$$

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \left(\frac{Q_{fondo}}{34.5}\right)^{1.85}}{(ID_{tubing})^{4.8655}}$$

Dónde:

$$F = \text{perdidas en pies} / 1000 \text{ pies}$$

$$Q_{fondo} = \text{BPPD}$$

$$C = 120$$

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} * \left(\frac{434.34}{34.5}\right)^{1.85}}{(2.992)^{4.8655}}$$

$$F = 0.7788 \text{ pies} / 1000 \text{ pies}$$

$$Fr = \frac{0.7788}{1000'} * \text{profundidad de asentamiento}$$

$$Fr = \frac{0.7788}{1000'} * 6000' = 5 \text{ pies}$$

- **Presión de descarga o de cabeza.**

$$Pd = \frac{P_{wh}}{G_{fluido}} = \frac{125 \text{ Psi}}{0.4297} = 291 \text{ pies}$$

Por lo tanto el levantamiento neto total es:

$$TDH = LN + Fr + Pd$$

$$TDH = 3994 \text{ pies} + 5 \text{ pies} + 291 \text{ pies} = 4290 \text{ pies}$$

- **Parámetros utilizados en la selección:**

Tomando en consideración los parámetros anteriores se seleccionó la bomba de 200-D-2600-LIFTEQ [375-series], con un rotor de 302 pulgadas de longitud, un estator de 287 pulgadas de longitud con una conexión API de 3.500 in – 8 EUE PIN y un elastómero LT2000.

Para seleccionar el sello se tomó el modelo CENTRspec GST3 4B LS [513-Series], con un diámetro (OD”) de 5.13”.

Para el mecanismo reductor se tomó el modelo GRU [538 Serie], con un Gear ratio de 11.42:1 y un diámetro (OD) de 5.62” (1.12 in).

En la selección del motor se tomó un modelo MSP1-250, de potencia 114 HP, 2330V, 30A [562 Series], fluido de velocidad 0.126 ft/s, diámetro (OD) de 5.62”.

En la selección del cable de potencia se tomó un cable N° 2 de plano con capilar, en superficie de 150ft @ 123°F y en el tubing de 6582 ft de longitud.

## **CAPITULO V**

### **5. ANALISIS TECNICO – ECONOMICO**

#### **5.1. ANALISIS TECNICO DEL SISTEMA BESC INSTALADO EN EL CAMPO FANNY 18B.**

##### **5.1.1. Análisis Técnico del sistema Electrosumergible de cavidad progresiva instala en el campo Fanny 18B.**

##### **5.1.1.1. Análisis técnico del pozo Fanny 18B 44.**

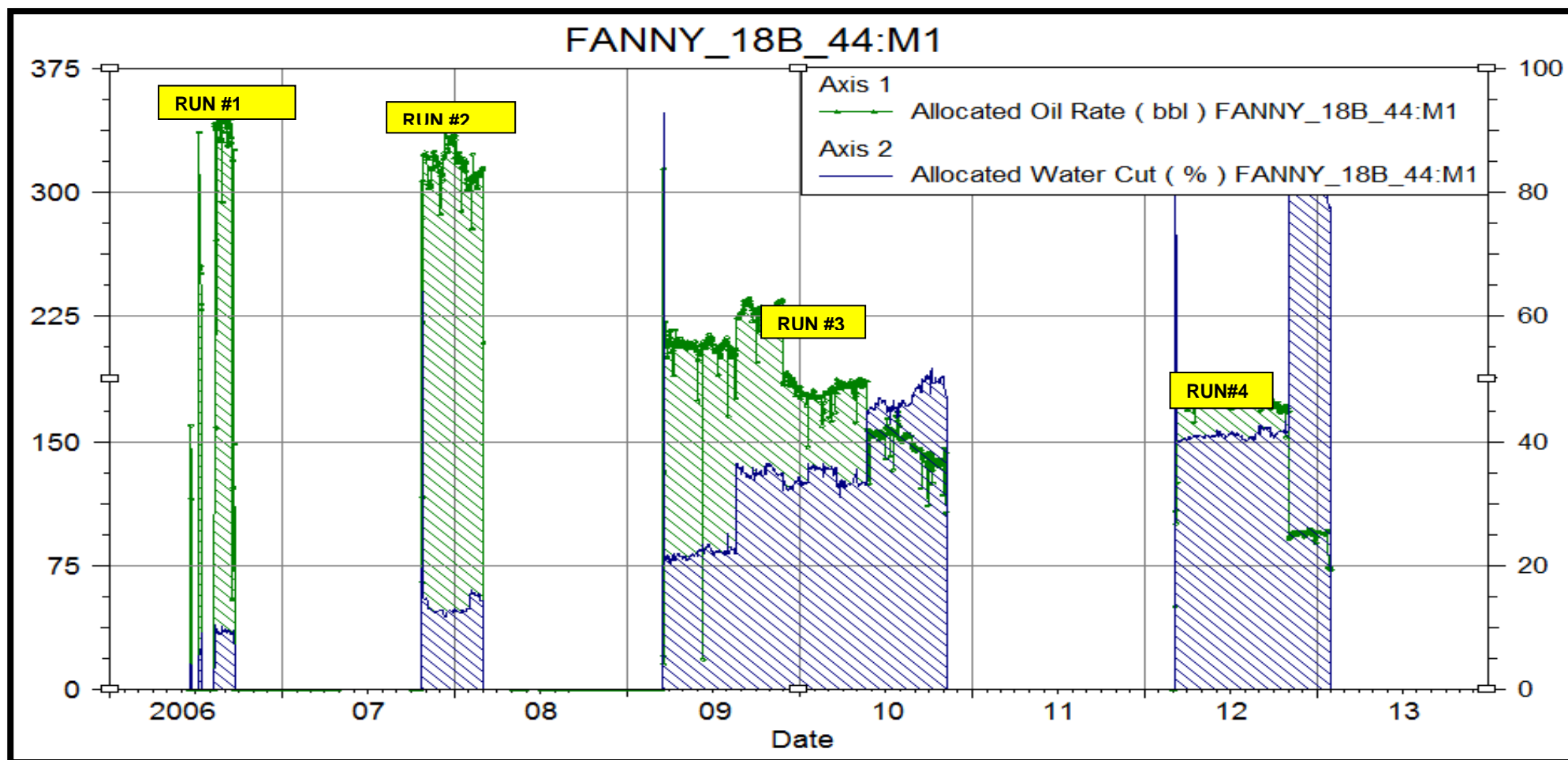
Después de identificar los diferentes problemas, características de fluido y del yacimiento podemos sustentar criterios para la completación del pozo Fanny 18B-44 yacimiento M-1 con un Sistema De Bombeo Electrosumergible De Cavidad Progresiva; Se muestran a continuación estos parámetros:

- El equipo BES instalado inicialmente (Junio-2006) falló inesperadamente por una alta temperatura en el motor (Mayores a 320°F).
- Cuando se recuperó la bomba BES (Averiada) se detectó la presencia de sólidos en las etapas de la bomba.
- El pozo mediante el equipo BES instalado produjo 28,8 PTB de sólidos.
- Tasa baja de producción (240 BPPD) tomada de las pruebas de producción del pozo realizadas en junio del 2006.
- Al graficar la curva IPR con los datos de la prueba de producción realizada en junio del 2006 mediante el equipo BES, se obtiene un IPR de 0.5 BPPD/PSI, que es un índice de productividad relativamente bajo.
- En el pozo Fanny 18B-44 presento un GOR estable de 130 Mcf/bbl en el periodo que fue completado con BES en el año 2006 (48 días).

**a) Análisis del Desempeño Operacional de la Bomba BESCP instalada en el pozo Fanny 18B  
44: Yacimiento M-1.**

A causa de la falla eléctrica (Alta temperatura en el motor) del equipo BES y conjuntamente con los parámetros técnicos mencionados anteriormente analizados, la Compañía Andes Petroleum Ltda, instala el 22 de octubre del 2007 por primera ocasión el sistema de bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva (BESCP) en el Ecuador, abriendo así nuevas oportunidades en la extracción de crudo pesado.

En el gráfico N°26 presenta datos de producción de petróleo y BSW vs tiempo, del cual podemos analizar los diferentes acontecimientos operacionales y las diferentes corridas realizadas en el pozo, tanto del equipo BES y BESCP desde el inicio de la instalación.



*Gráfico N°26.- Producción y BSW vs tiempo (Análisis de Run Life del equipo BESCP.)*

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

### **Primera corrida del pozo Fanny 18B-44 (Equipo BES).**

La corrida N°. 1 del pozo Fanny 18B 44, fue el 15 de Junio 2006 en el que se baja equipo BES (Bomba: P11) de 136 etapas serie 538, con un Run life total de 48 días (97 días en pozo), este análisis operacional ya fue considerado en los problemas operacionales anteriores.

### **Segunda corrida del pozo Fanny 18B-44 (Primera BESCP del país).**

La primera corrida del equipo BESCP fue el 22 de Octubre de 2007 en el pozo FANNY18B-44, se muestra a continuación los parámetros y modelos del equipo:

Bomba: PCP 130D-3600 LT3000, (130 BPD por cada 100 rpm, serie 375 estator)

Intake: Integrado a Bomba PCP, serie 513

Sello: Un solo cuerpo, doble bolsa serie 513

Caja Reductora.: GRU de 9:1 doble planetario serie 513

Motor: 110 HP, 2152 Volt, 31 Amp, serie 562

El equipo BESCP instalado por primera vez en el Ecuador (Run #2: Pozo Fanny 18B-44:), operó exitosamente con un Run Life de 131 días que triplica a los 48 días de Run Life del equipo BES, instalado en junio del 2006.

### **Falla operacional del equipo BESCP**

El 1 de marzo del 2008, este equipo presenta una falla mecánica, el VSD (Variador de frecuencia) se apaga por una falla de MTR STALL, indicando un pico de sobre corriente producido por un atascamiento en los engranajes de la caja reductora.

Luego de varios intentos fallidos de re arranque y conociendo que el equipo de fondo se encuentra en buen estado eléctrico se decide apagarlo a la espera de Workover.

En el trabajo de reacondicionamiento, se recupera la caja reductora y en base al análisis de la causa raíz de la falla del equipo se determinó que el problema fue los engranajes de la caja reductora en el que muestra desgaste del equipo por efecto de la fricción y el atascamiento (ver Figura N°44).



***Figura N°44.- Desgaste de los engranajes de la caja reductora: -Pozo Fanny18B-44.***

*Fuente: Andes Petroleum Ecuador Limited*

### **Tercera corrida del pozo Fanny 18B-44**

Por segunda vez consecutiva se baja equipo BESCP en el pozo Fanny 18B-44, el 17 de Marzo del 2009, se muestra a continuación los parámetros y modelos del equipo:

Bomba: STR PCP 130D3600 LT3000, serie 538

Intake: Integrado a Bomba PCP, serie 513

Sello: Un solo cuerpo, doble bolsa serie 513

Motor: 110 HP, 2152 Volt, 31 Amp, serie 562

Caja Reductora: GRU de 11,42:1 doble planetario serie 538

Run Life: 599 días

Debido a la experiencia en la corrida N° 2, se decidió cambiar el modelo de caja reductora a una de mayor torque y más robusta, este modelo de doble planetario tiene una relación GRU de 11,42:1

Gracias a las respectivas mejoras al diseño del equipo (utilización de una caja reductora más robusta que resista más torque) se pudo obtener un Run Life considerablemente mayor a la instalación previa; alcanzando un Run Life aproximado de 600 días, el cuál es un record a nivel regional para este tipo de equipos.

### **Falla operacional del equipo BESCP**

Este equipo BESCP en el mes de Noviembre del 2010, después de 599 días de exitosa operación, 551 días más que el equipo BES instalado en el 2006 y 469 días más de Run life que el equipo bajado en el año 2007: El equipo se apaga por una alarma en el VSD de sobre temperatura del motor.

Se intenta realizar re arranques obteniendo el mismo problema de sobre temperatura del motor. Posiblemente debido a una falla mecánica ya que el equipo de fondo se encuentra eléctricamente en buenas condiciones.

**b) Análisis de la producción histórica de fluidos del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1.**

Con el fin de conocer a profundidad el comportamiento de la bomba BESCP al producir crudos pesados (240 cp@2600 psi, 13.5 °API), procedemos a realizar análisis de la producción histórica de petróleo agua y gas del pozo Fanny 18B 44: yacimiento M-1.

**Segunda corrida del pozo Fanny 18B-44 (Run #2 - BESCP)**

En la Tabla N°34, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1, con sistema BESCP (Run #2) del cual se presentan datos de producción promedia mensual de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.

<b>Producción Histórica de fluidos del pozo Fanny 18B 44 Yacimiento M-1</b>					
<b>Date</b>	<b>Qo (Bls/m)</b>	<b>Qw (Bls/m)</b>	<b>Qt (Bls/m)</b>	<b>Qg (scf/m)</b>	<b>BSW (%)</b>
10/2007	84.15	18.4	102.6	44000	18
11/2007	314.76	46.6	361.3	41000	12.9
12/2007	325.28	46.4	371.6	44000	12.5
01/2008	315.7	45.5	361.2	43000	12.6
02/2008	308.8	54.5	363.3	42000	15

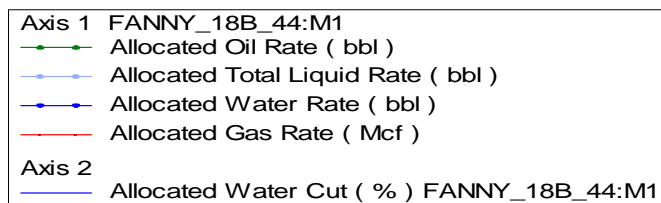
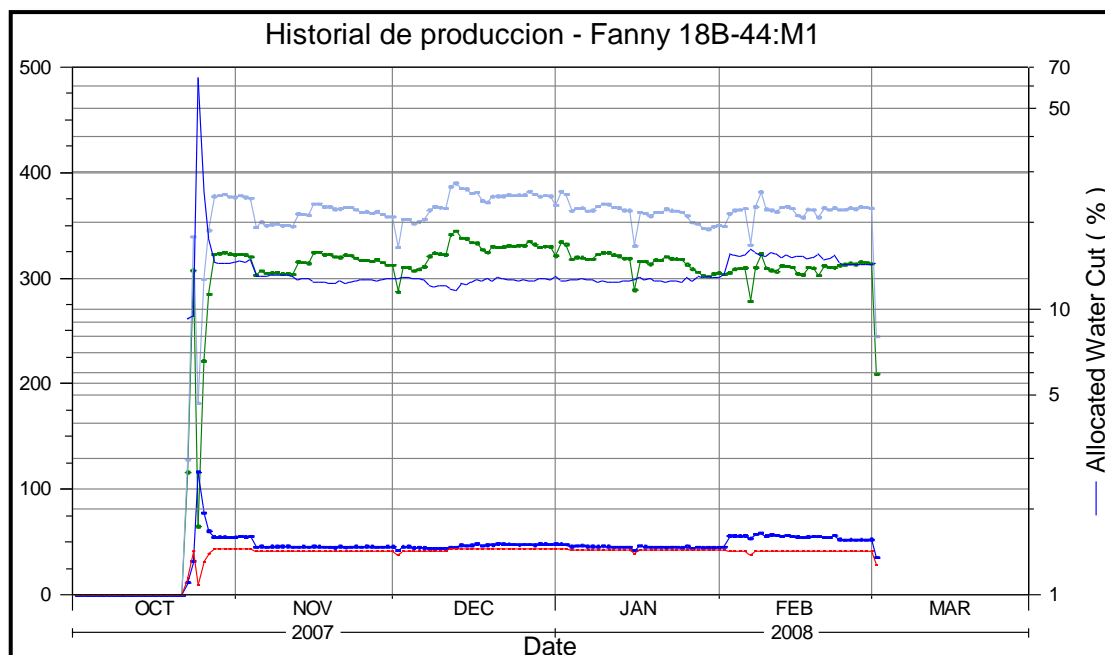
**Tabla N°34.- Producción histórica promedia mensual del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1 (Corrida #2)**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

En el Gráfico N°27, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1, con sistema BESCP (Run #2) del cual se presentan datos de producción diaria de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.





**Gráfico N°27.- Producción histórica del pozo Fanny 18B-44: (Corrida #2)**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

La producción de crudo pesado mediante el Sistema De Bombeo Electrosumergible de Cavity Progresiva, instalada en dicho pozo; Trabaja exitosamente por alrededor de 4 meses con 15 días, dando un total de 131 días de exitosa operación, aportando en la producción del campo con alrededor de 320 Bls por día de crudo de 13.5 °API, los datos de crudo acumulado se analizará posteriormente.

### **Tercera corrida del pozo Fanny 18B-44 (Run #3 - BESCO)**

En la Tabla N°35, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1, con sistema BESCO (Run #3) del cual se presentan datos de producción promedio mensual de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.

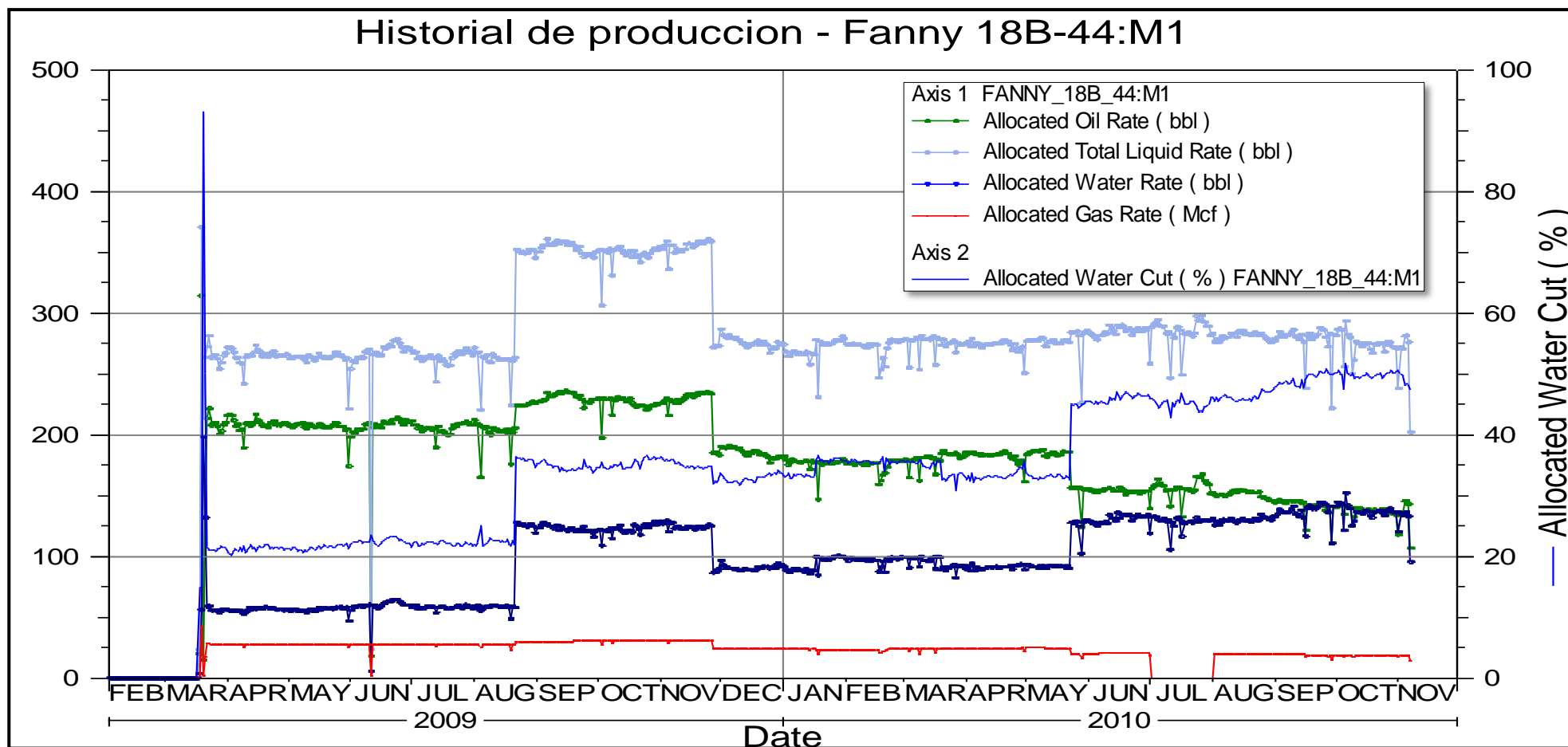
<b>Producción Histórica de fluidos del pozo Fanny 18B 44 Yacimiento M-1</b>					
<b>Date</b>	<b>Qo (Bls/m)</b>	<b>Qw (Bls/m)</b>	<b>Qt (Bls/m)</b>	<b>Qg (scf/m)</b>	<b>BSW (%)</b>
<b>03/2009</b>	89.93	32.6	122.6	28000	26.6
<b>04/2009</b>	208.73	56.4	265.2	28000	21.3
<b>05/2009</b>	205.95	56.3	262.2	28000	21.5
<b>06/2009</b>	202.17	58.8	261	28000	22.5
<b>07/2009</b>	205.55	58.2	263.8	28000	22.1
<b>08/2009</b>	209.56	81.9	291.5	30000	28.1
<b>09/2009</b>	231.13	122.7	353.8	31000	34.7
<b>10/2009</b>	225.32	122.8	348.1	31000	35.3
<b>11/2009</b>	223.02	118.7	341.7	24000	34.7
<b>12/2009</b>	185.11	90.5	275.6	24000	32.8
<b>01/2010</b>	176.53	93.4	270	23000	34.6
<b>02/2010</b>	175.22	96.7	271.9	24000	35.6
<b>03/2010</b>	180.42	94.3	274.8	24000	34.3
<b>04/2010</b>	182.24	91.2	273.5	25000	33.4
<b>05/2010</b>	174.7	102.6	277.3	20000	37
<b>06/2010</b>	153.39	130.9	284.3	19000	46
<b>07/2010</b>	156.55	128.5	285.1	200	45.1
<b>08/2010</b>	150.87	130.1	280.9	20000	46.3

**Tabla N°35.- Producción histórica promedia mensual del pozo Fanny 18B 44: Yacimiento M-1  
(Corrida #3)**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

En el Gráfico N°28, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1, con sistema BSCP (Run #3) del cual se presentan datos de producción diaria de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.



**Gráfico N°28.- Producción histórica del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1 (Corrida #3)**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

De la grafica anterior se observa que la produccion de crudo pesado mediante el Sistema De Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva, instalada con las mejoras necesarias (Cambio de caja reductora); Trabajo exitosamente por alrededor de 18 meses, dando un total de 600 dias de exitosa operación aportando en la produccion del campo con alrededor de 170 Bls por dia de crudo de 13.5 °API, los datos de crudo acumulado con este equipo se analizara posteriormente.

Este comportamiento del equipo nos ayuda a determinar que el reemplazo de la caja reductora (Falla de la primera BESCP instalada) fue la adecuada ya que el equipo opero más dias de lo esperado.

#### **Cuarta corrida del pozo Fanny 18B-44 (Run #4 - BESCP).**

En la Tabla N°36, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1, con sistema BESCP (Run #4) del cual se presentan datos de producción promedia mensual de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.

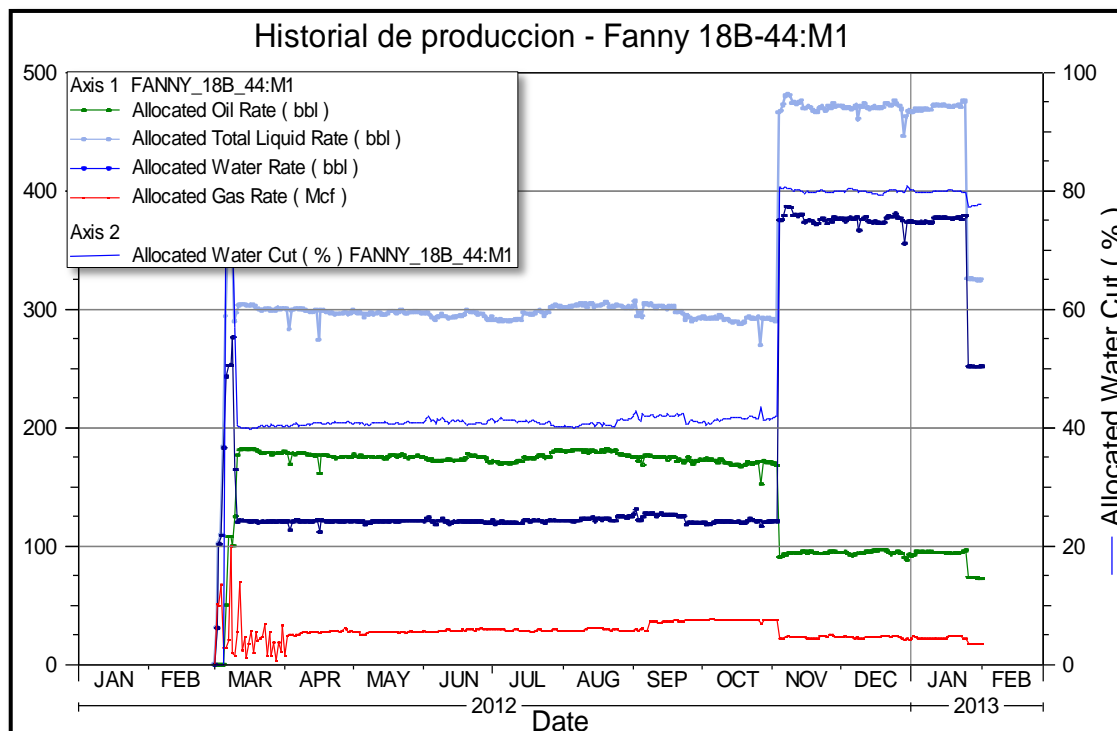
<b>Producción Histórica de fluidos del pozo Fanny 18B 44 Yacimiento M-1</b>					
<b>Date</b>	<b>Qo (Bls/m)</b>	<b>Qw (Bls/m)</b>	<b>Qt (Bls/m)</b>	<b>Qg (scf/m)</b>	<b>BSW (%)</b>
<b>02/2012</b>	28.07	26.5	54.6	0	48.6
<b>03/2012</b>	143.47	137.8	281.3	8000	49
<b>04/2012</b>	175.9	120.5	296.4	28000	40.7
<b>05/2012</b>	175.62	120.9	296.5	29000	40.8
<b>06/2012</b>	173.48	120.8	294.3	30000	41.1
<b>07/2012</b>	174.25	120.7	294.9	29000	40.9
<b>08/2012</b>	179.46	123	302.5	29000	40.7
<b>09/2012</b>	173.71	124.4	298.1	38000	41.7
<b>10/2012</b>	170.04	120.4	290.5	38000	41.5
<b>11/2012</b>	99.23	360	459.2	23000	78.4
<b>12/2012</b>	94.29	374.8	469.1	22000	79.9
<b>01/2013</b>	89.83	347.7	437.6	17000	79.5

**Tabla N°36.- Producción histórica mensual del pozo Fanny 18B-44: (Corrida #4)**

(Fuente: Subproceso de Yacimientos, Exploración y Explotación, ARCH)

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

En el Gráfico N°29, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1, con sistema BЕСP (Run #4) del cual se presentan datos de producción diaria de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.



**Gráfico N°29.- Producción histórica del pozo Fanny 18B-44: (Corrida #4)**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

La producción de crudo pesado mediante el Sistema De Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (Ultima corrida), trabaja exitosamente desde marzo-2012 hasta la actualidad (Enero-2013), que son alrededor de 11 meses, dando un total de 337 días de exitosa operación aportando en la producción del campo con alrededor de 130 Bls por día de crudo de 13.5 °API, los datos de crudo acumulado con este equipo se analizara posteriormente.

También cabe mencionar que el equipo esta trabajando en buenas condiciones operativas hasta la fecha del análisis (Enero-2013).

En la Gráfica N°30 se presenta en resumen las 4 corridas y trabajos de reacondicionamiento realizados en el pozo Fanny 18B-44 yacimiento M-1, con datos de producción diaria de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.

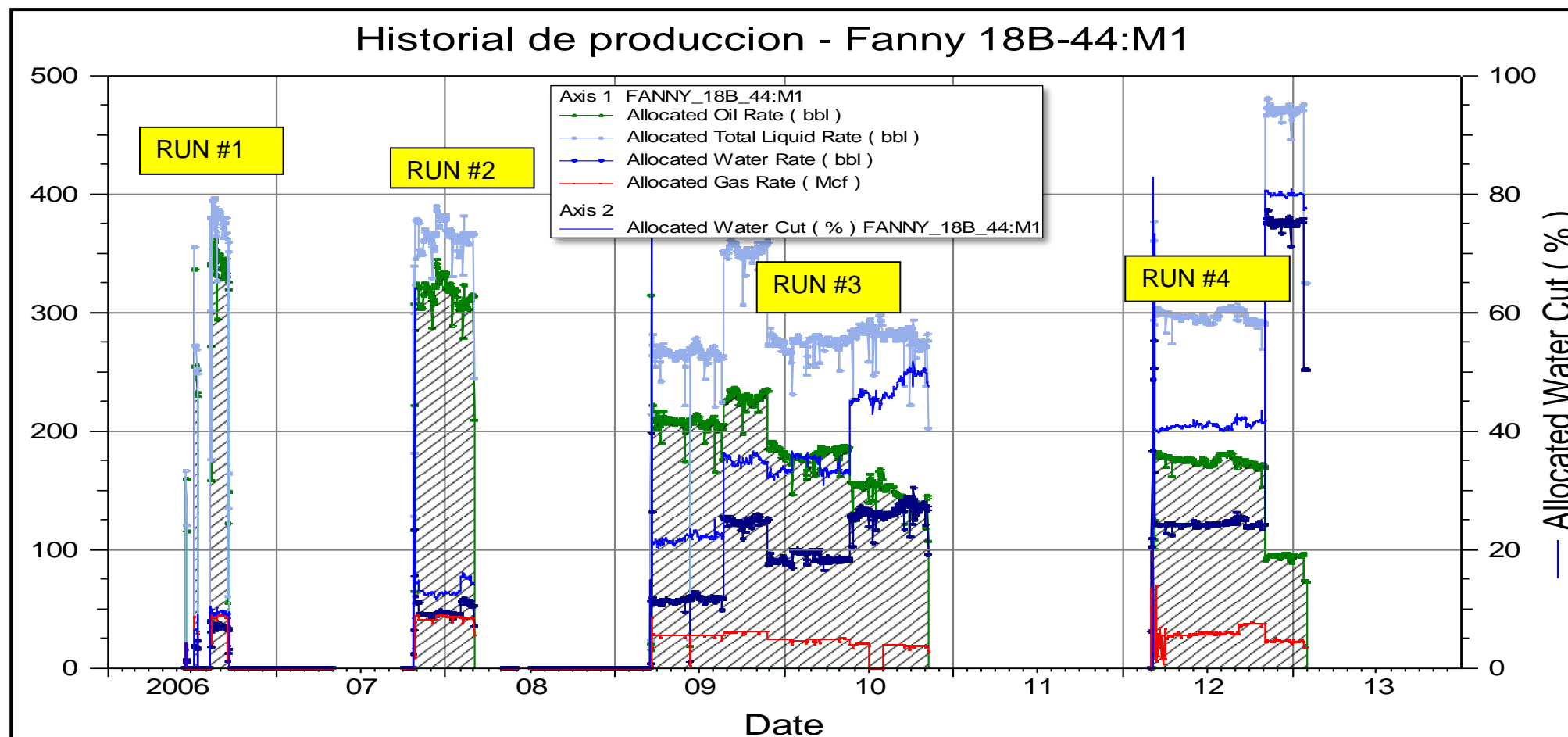


Gráfico N°30.- Historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1

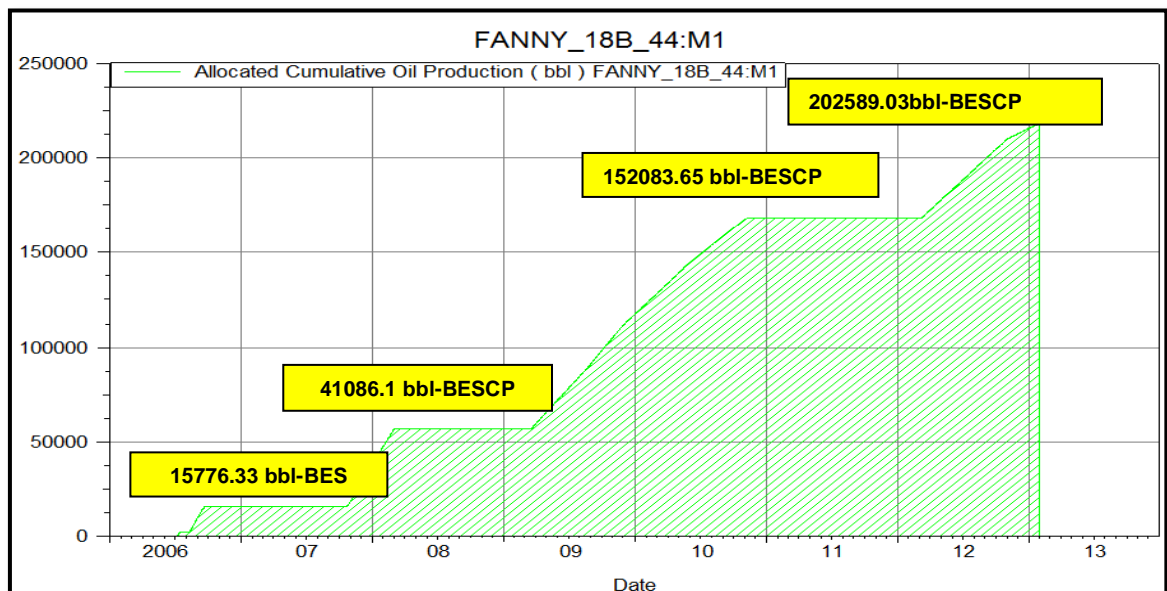
Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

**c) Análisis del petróleo acumulado recuperado con equipo BES Y BSCP del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1.**

En el pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1 se realizaron en total cuatro corridas, de las cuales en inicios se bajó equipo Electrosumergible, que falló casi de inmediato, posteriormente se completó el pozo con equipo BSCP, equipo que dio resultados satisfactorios por tres ocasiones más, en base a estas circunstancias es necesario realizar análisis de crudo acumulado mediante estos diferentes equipos.

Del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1 se recuperaron en total 218365.36 BLS, de los cuales 15777 Bls fueron recuperados con equipo BES y 202590 Bls con equipo BSCP, se presenta a continuación dicho comportamiento en el Gráfico N°31.



**Gráfico N°31.- Producción acumulada del pozo Fanny 18B-44:  
Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos  
Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

Del total de petróleo recuperado del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1 el 7,2% representa al petróleo recuperado con equipo BES y el 92,8% representa del petróleo recuperado mediante equipo BSCP, de esta forma el sistema de bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva recupero más petróleo de forma exitosa que el equipo BES.

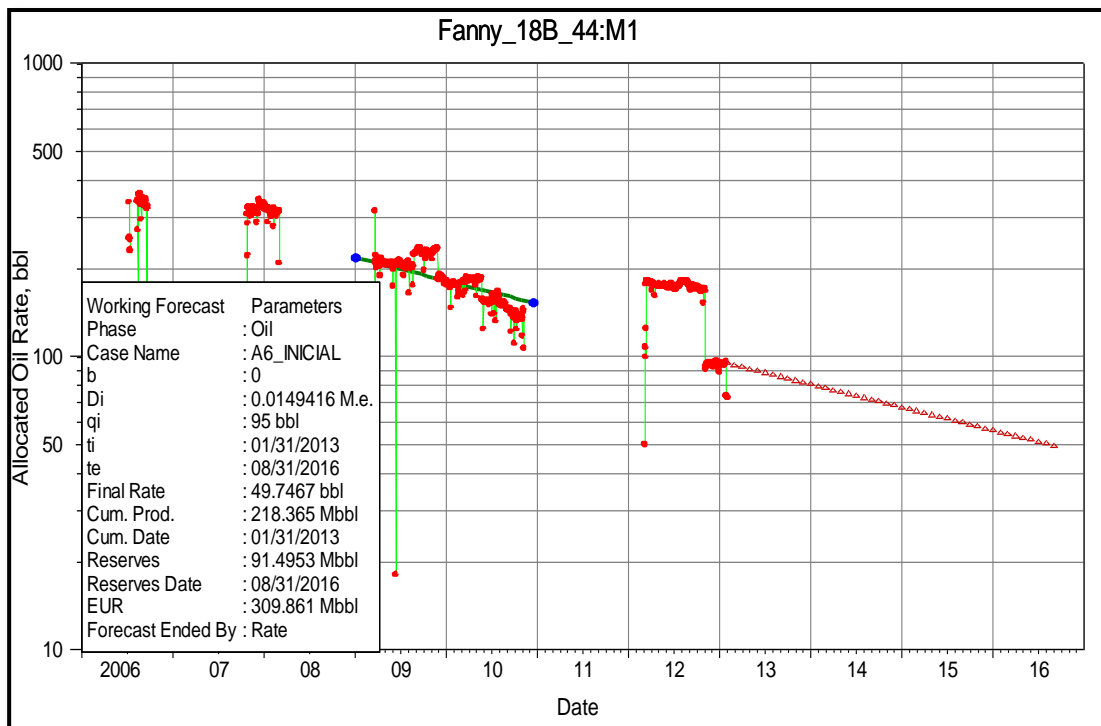
**d) Análisis y estimación de reservas de petróleo del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1.**

La reservas probadas de petróleo es de mucha importancia con fines de inversión y negociaciones, razón por la que es necesario realizar análisis y estimación de reservas probadas recuperables de cada pozo en estudio.

El análisis fue realizado mediante el método de declinación exponencial realizada en el software OFM (Oil Field Manager) con base de datos hasta enero del 2013 por tres métodos de cálculo de reservas.

- Rata de producción vs Tiempo
- Rata de producción vs Petróleo acumulado
- Tiempo vs BSW

Grafica N°32, Reservas Remanentes de petróleo mediante el método de declinación, Producción diaria vs tiempo.



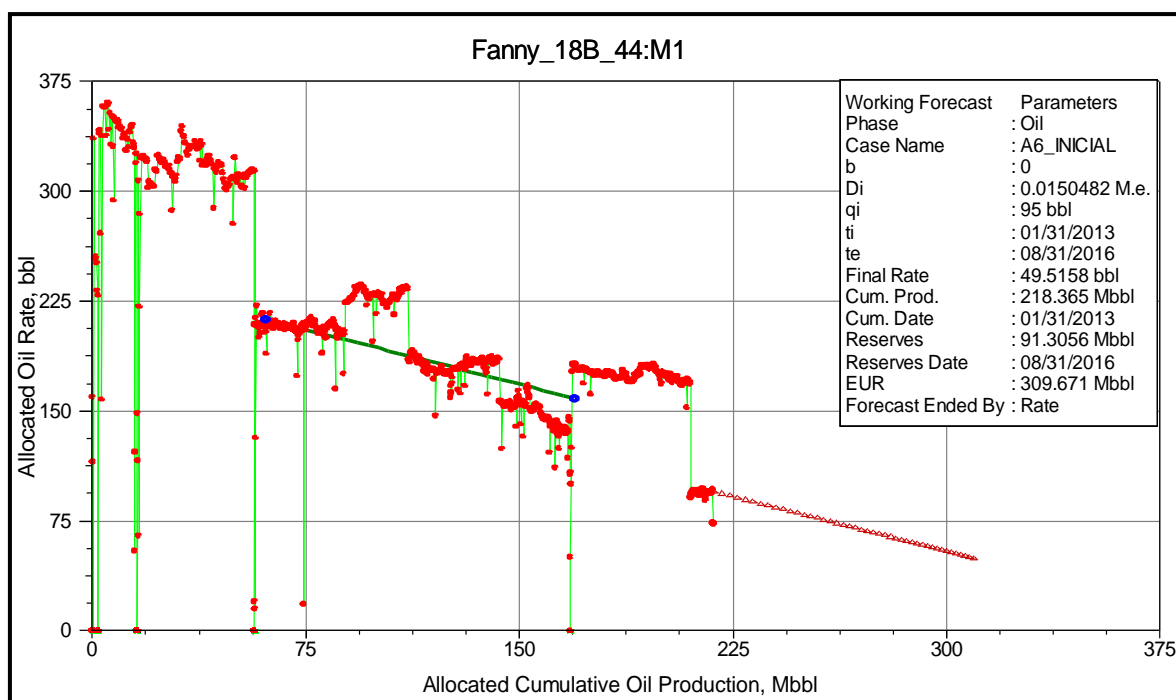
**Gráfico N°32.- Reservas remanentes de petróleo - Fanny 18B-44: Yacimiento M-1**

*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Exploración y Explotación, ARCH*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

Grafica N°33, Reservas Remanentes de petróleo mediante el método declinatorio, Producción diaria vs Petróleo acumulado



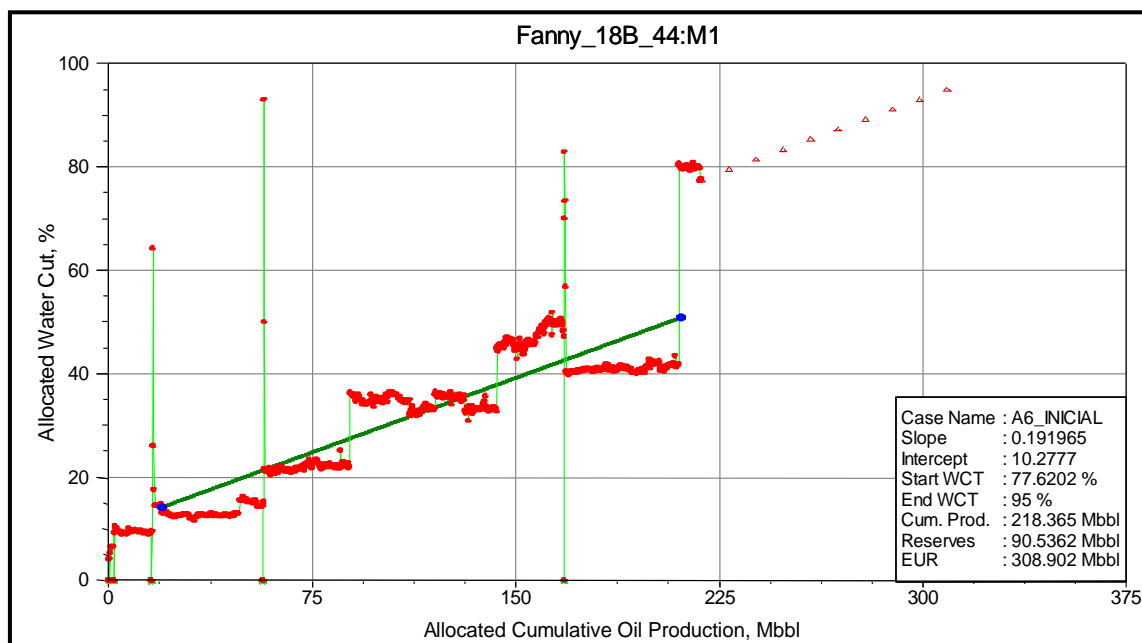


**Gráfico N°33.- Reservas remanentes de petróleo - Fanny 18B-44: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

Grafica N°34, Reservas Remanentes de petróleo mediante el método declinatorio, Tiempo vs BSW.



**Gráfico N°34.- Reservas remanentes de petróleo - Fanny 18B-44: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

**e) Análisis de las condiciones operativas actuales de la bomba BЕСP del pozo Fanny 18B-44: M1**

Con el fin de realizar un análisis técnico operacional actual de la bomba se presenta a continuación (Ver Gráfico N°35). La altura dinámica total de descarga por la bomba en pies (ft), en función de la tasa de flujo (BFPD) y curvas de velocidades (Hz) del equipo BЕСP instalado en el pozo Fanny 18B-44 (Run #4), realizada mediante el Software AutographPC™ en el mes de octubre del 2012.

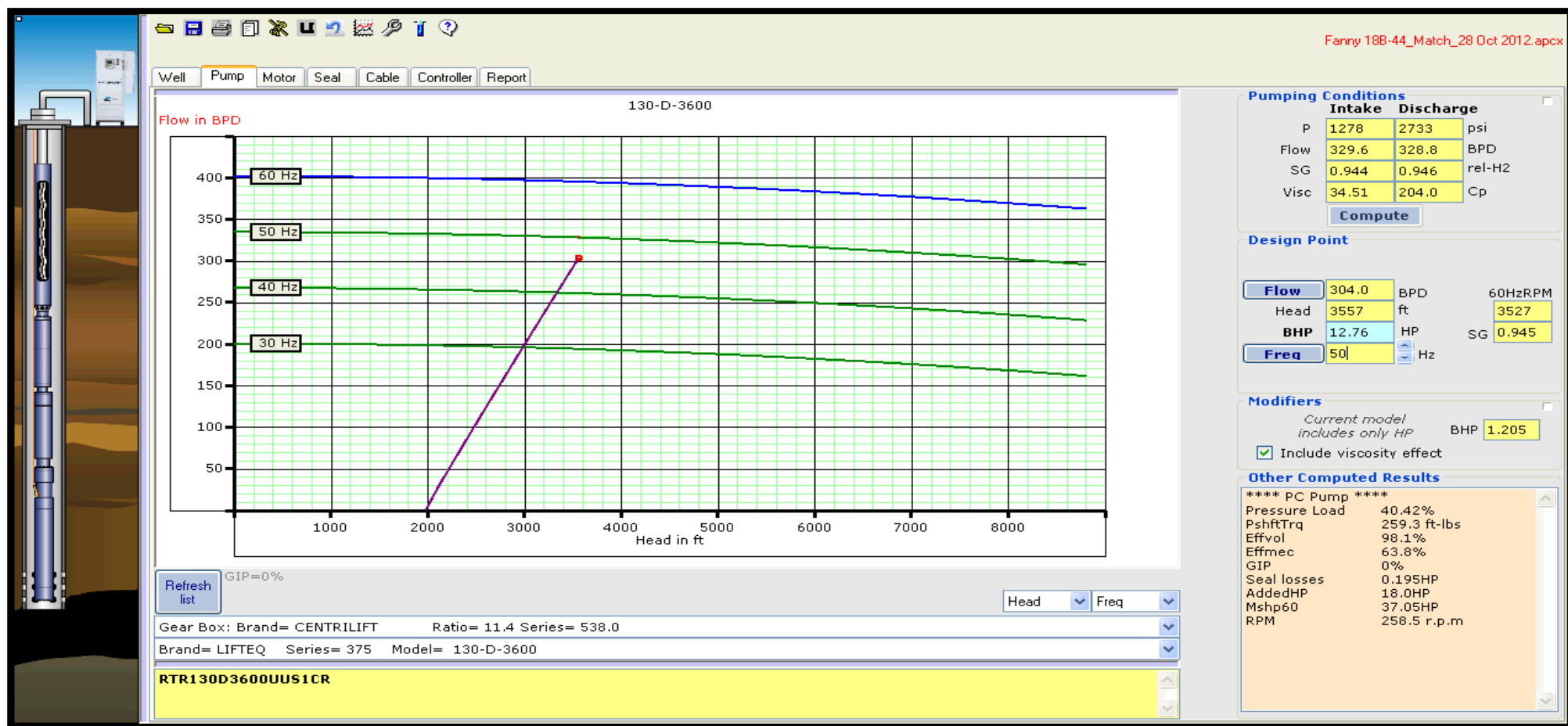
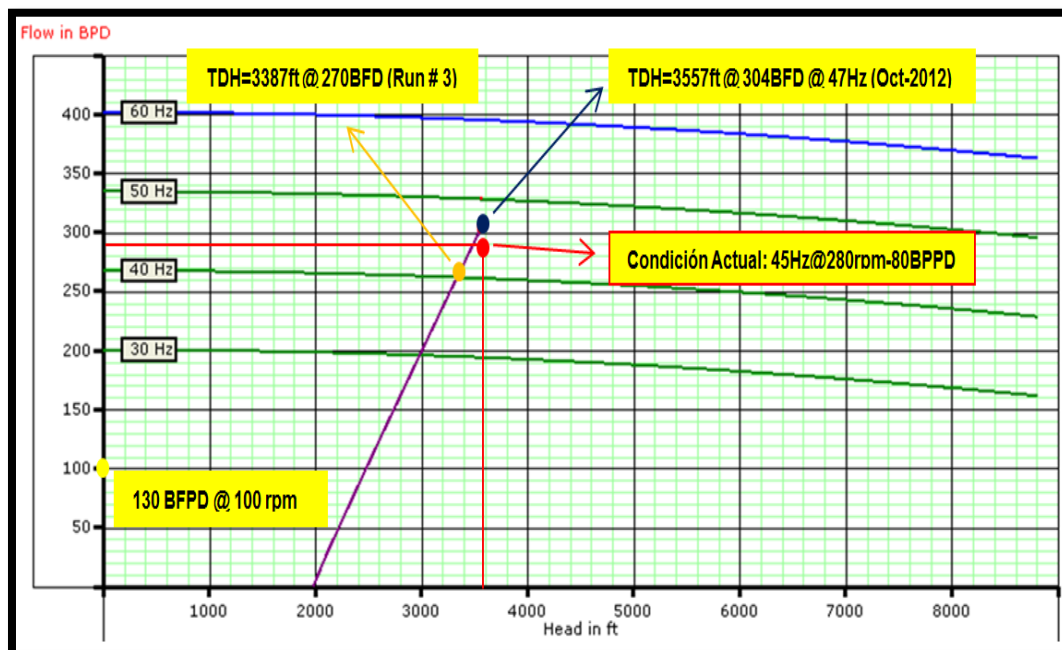


Gráfico N°35.- Curva característica de la Bomba 130-D-3600-LIFTEQ (375 SERIES)- AutographPC™:

Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos  
Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

El Gráfico N°36, se muestra el Análisis operacional actual (Bomba: 130-D-3600-LIFTEQ)



**Gráfico N°36.- Curva de velocidades, Bomba 130-D-3600 \_ Fanny 18B-44**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

Del análisis de sensibilidad de la bomba 130-D-3600-LIFTEQ (Ver Anexo E-1) para este pozo, se determina a continuación las condiciones operativas de arranque y de trabajo óptimo.

- Frecuencia de 40Hz para el arranque del equipo.
- Frecuencia de 44Hz para el trabajo óptimo con un total de fluido descargado de 267 BFPD y una presión de Intake de 1432 PSI.
- Frecuencia de 60Hz a condiciones de operación máxima.

#### **5.1.1.2. Análisis técnico del pozo Fanny 18B 96.**

Después de identificar los parámetros de fluido y del yacimiento podemos sustentar criterios para la completación del pozo Fanny 18B-96 yacimiento M-1 con un Sistema De Bombeo Electrosumergible De Cavidad Progresiva.

Adicionalmente y en base que existió una rápida curva de aprendizaje en este tipo de levantamiento en el pozo Fanny 18B44 y una vez superado la etapa de aprendizaje y realizando las mejoras al diseño del equipo en dicho pozo (utilización de una caja reductora más robusta); Se toma en consideración Instalar equipos BЕСP de las mismas características (Bomba 130 D-3600) en el pozo en mención; Se muestran a continuación los parámetros técnicos del pozo Fanny 18B-96:

- Experiencia del equipo BЕСP instalado en el pozo Fanny 18B-44: M-1 (130 D-3600) exitosa.
- Producción de arena del yacimiento M-1 considerablemente alto: 28,8 PTB de sólidos (Tomado de datos del pozo Fanny 18B-44).
- Tasa baja de producción (215 BPPD) tomada de las pruebas de producción del pozo realizadas en junio del 2011.
- Al graficar la curva IPR con los datos de la prueba de producción realizada en junio del 2006 mediante el equipo BЕСP, se obtiene un IPR de 0.57 BPPD/PSI, que es un índice de productividad relativamente bajo.
- En el pozo Fanny 18B-96:M-1 presento un GOR pseudo-estable de 140 scf/bls, valores tomados de la prueba de pozo y que es concordante con los datos del pozo Fanny 18B-44:M-1

**a) Análisis del Desempeño Operacional de la Bomba BЕСP instalada en el pozo Fanny 18B 96: Yacimiento M-1.**

El pozo Fanny 18B-96, yacimiento M-1, fue instalado con equipo BЕСP el 9 de junio del 2011, se menciona a continuación las características de estos:

Equipo de superficie: VSD GCS 390 KVA.

Bomba: PCP Serie 400. 130-D-3600-LT 3000 Metalurgia estándar  
Flex Shaft EСПC.

Intake: Serie 513. Metalurgia estándar. Incorporado en el flexshaft.

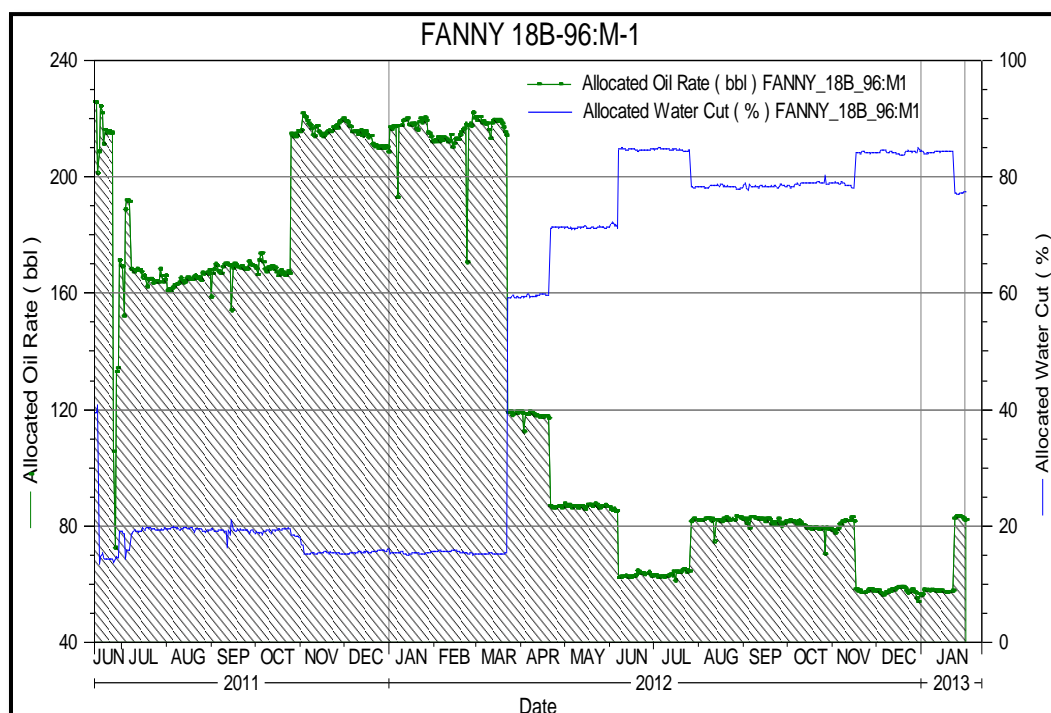
Sello: Serie 513. Metalurgia ferrítica.

Gear Reducer: Serie 562. 11.42 / 1

Motor: 126 HP -2300 voltios -33 amperios. Metalurgia ferrítica.

Sensor: Centinel. Metalurgia ferrítica.

En el Gráfico N°37, se observa el historial de producción de petróleo y BSW vs tiempo, del cual podemos analizar los diferentes acontecimientos operacionales del equipo BЕСP desde su instalación, el pozo produce a una tasa de producción promedio de 80 BPPD.



**Gráfico N°37.- Producción y BSW vs tiempo**

Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos

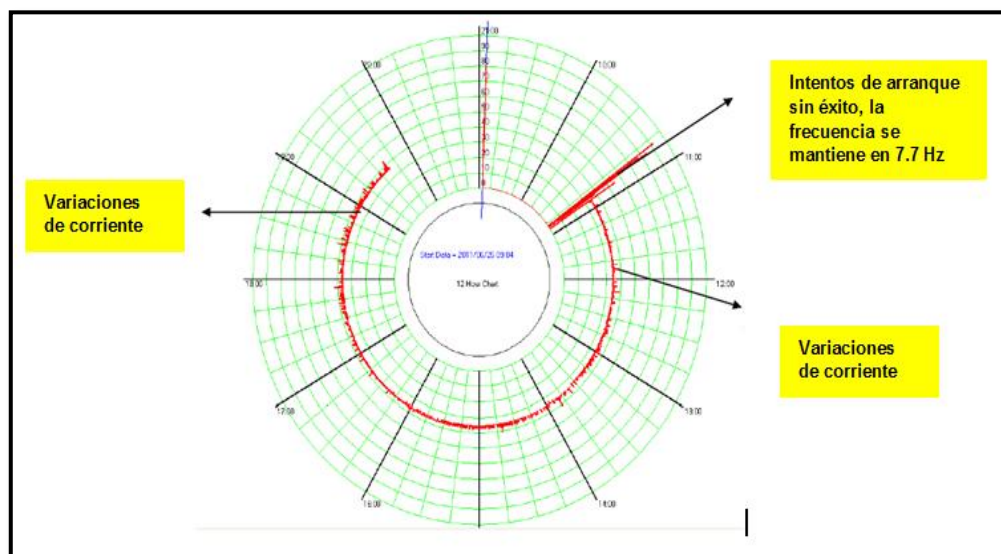
Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.

Desde la instalación del equipo BESC (9 junio-2011) en el pozo Fanny 18B-96: M-1 y durante el período de evaluación, este se apaga por alarma de alta presión en el variador GCS el 26 de Junio del 2011, se detalla a continuación los eventos realizados para lograr que el equipo vuelva a operar.

- Se realiza intentos de arranque sin éxito, la frecuencia se mantiene en 7.7HZ
- Se realiza pruebas de vacío al VSD GSC, encontrándose en buenas condiciones operativas.
- Este pozo se encontraba trabajando en la línea de prueba en conjunto con el pozo Fanny 18B-43, que también se apaga por alarma de alta presión.
- Pozo Fanny 18B-96, cuando se apagó se encontraba alineado a la tubería de prueba de 4" (locación well pad Fanny 20).
- Se verifica las presiones en el cabezal del pozo, y en manifold se encontraban iguales con 190 PSI (el pozo apagado).
- La línea de prueba en la que se encontraba trabajando estos 2 pozos se taponó, personal de producción realiza limpieza de línea con agua a alta presión (con vacuum)
- Se despresuriza en manifold a 20 psi, en el anular del pozo 0 psi, y presión de cabeza a 30 PSI. (con vacuum)

- Se realiza intentos de arranques, sin éxito, la frecuencia se mantiene en 7.7 y en 9.9 HZ
- Se realiza inyección de agua caliente con vacuum con 1000 psi, en el cabezal del pozo a la línea de producción de 3½, esta presión se mantiene sin variar en un tiempo aproximado de 30 minutos. (se encuentra taponado), la presión en le Intake se mantiene en 1844 psi.
- Se verifica la presión en el Intake con un valor de 1844 psi, se inyecta agua por el anular, y la presión de Intake se incrementa a 2600psi.
- Se realiza un intento de arranque en Reversa, por un tiempo menor a un minuto, el equipo arranca en condiciones normales.
- Se apaga el pozo manualmente, se invierte rotación a FWD, pozo arranca en condiciones normales a las 10:45.
- Pozo queda trabajando en línea de producción, en condiciones normales.

En la Figura N°45, se muestra el comportamiento de la carta amperimétrica detallando las variaciones de frecuencias y los intentos de arranque sin éxito.



**Figura N°45.- Carta amperimétrica- Pozo Fanny 18B-96:M1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

#### **b) Análisis de la producción histórica de fluidos del pozo Fanny 18B 96, Yacimiento M-1.**

Con el fin de conocer a profundidad el comportamiento de la bomba BSCP al producir crudos pesados, procedemos a realizar análisis de la producción histórica de petróleo agua y gas del pozo Fanny 18B 96: yacimiento M-1.

En la Tabla N°37, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-46: Yacimiento M-1:  
 Datos de producción promedia mensual de petróleo, gas, agua, BSW y fluido

<b>Producción Histórica de fluidos del Pozo Fanny 18B 44; Yacimiento M-1</b>					
<b>Date</b>	<b>Qo (Bls/m)</b>	<b>Qw (Bls/m)</b>	<b>Qt (Bls/m)</b>	<b>Qg (scf/m)</b>	<b>BSW (%)</b>
<b>06/2011</b>	119.96	31.8	151.8	22000	21
<b>07/2011</b>	168.74	39.1	207.8	22000	18.8
<b>08/2011</b>	164.38	39.8	204.2	25000	19.5
<b>09/2011</b>	168.61	40	208.6	26000	19.2
<b>10/2011</b>	178.86	42	220.8	29000	19
<b>11/2011</b>	217.04	39.7	256.7	30000	15.5
<b>12/2011</b>	213.65	39.5	253.1	29000	15.6
<b>01/2012</b>	216.67	39.4	256.1	28000	15.4
<b>02/2012</b>	213.21	39.4	252.6	30000	15.6
<b>03/2012</b>	186.24	82.8	269	24000	30.8
<b>04/2012</b>	106.51	189.1	295.6	14000	64
<b>05/2012</b>	86.92	215.2	302.1	14000	71.2
<b>06/2012</b>	67	327.1	394.1	11000	83
<b>07/2012</b>	67.27	340.4	407.7	14000	83.5
<b>08/2012</b>	82.23	296.2	378.5	13000	78.3
<b>09/2012</b>	81.94	296.4	378.4	17000	78.3
<b>10/2012</b>	79.79	297	376.8	17000	78.8
<b>11/2012</b>	69.49	303.5	373	14000	81.4
<b>12/2012</b>	57.69	307.4	365.1	13000	84.2
<b>01/2013</b>	65.16	300	365.2	19000	82.2

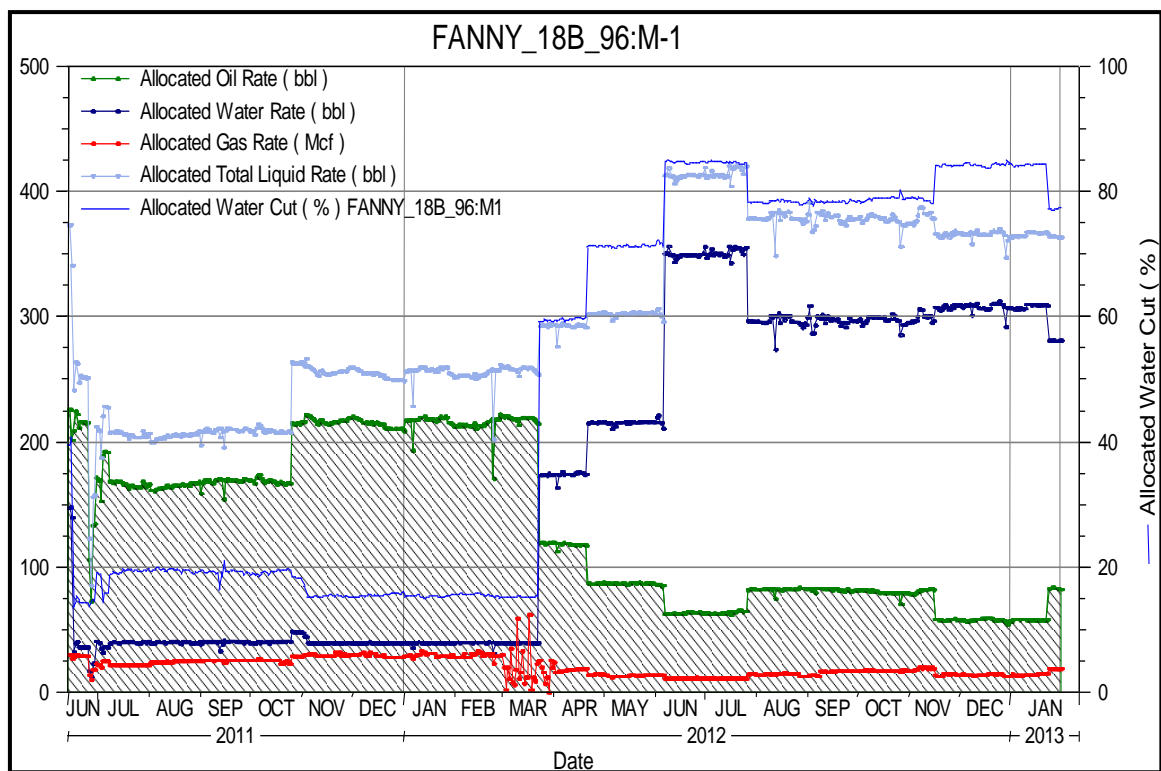
**Tabla N°37.- Producción histórica promedia del pozo Fanny 18B-44**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

En el Gráfico N°38, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-44: Yacimiento M-1, con sistema BSCP (Run #2) del cual se presentan datos de producción diaria de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.





**Gráfico N°38.- Producción histórica diaria del pozo Fanny 18B-46: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

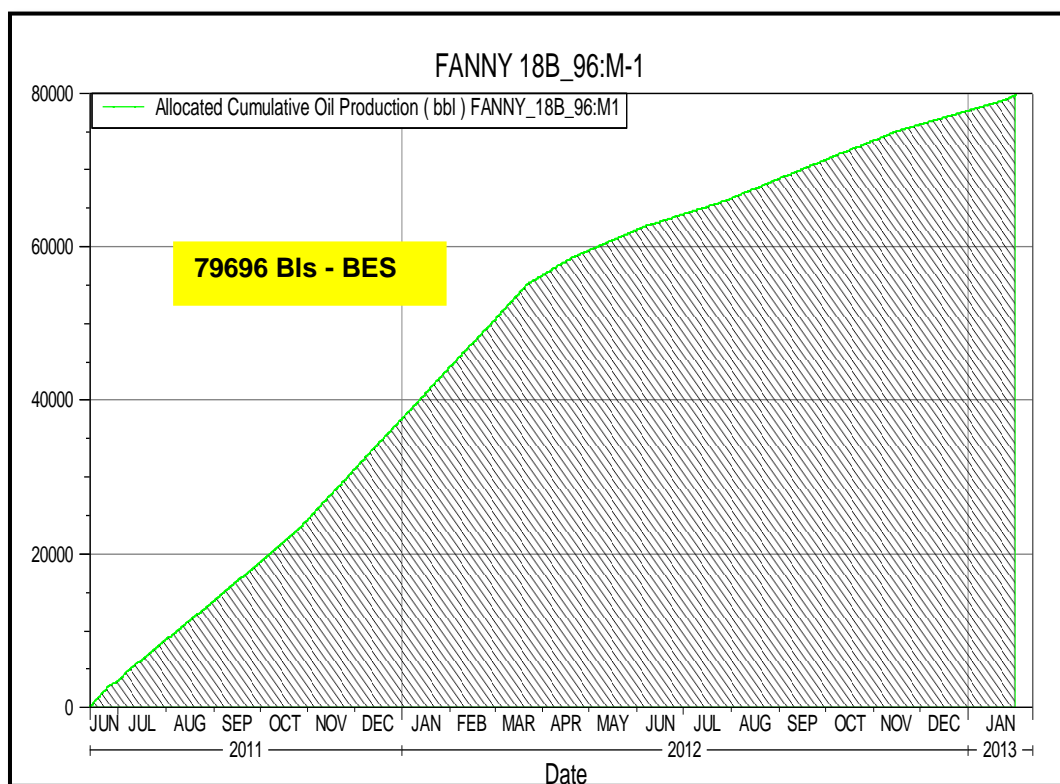
Run life del equipo BESCP instalado.

Este equipo a partir del 26 de junio del 2011 después que se apague por alta presión detectada mediante el variador GCS (Taponada la línea de flujo en superficie) y sea puesto en marcha después de 8 horas, el equipo desde allí no presenta falla mecánica o eléctrica alguna y llega a un Run life total del equipo de 20 meses (600 días) de exitosa operación, aportando en la producción del campo con alrededor de 180 Bls por día en los primeros meses y 90 Bls en los últimos meses de crudo 13.5 °API, los datos de crudo acumulado se analizará posteriormente.

**c) Análisis del petróleo acumulado recuperado con equipo BESCP del pozo Fanny 18B 96, Yacimiento M-1.**

En el pozo Fanny 18B 96, Yacimiento M-1 se completó con equipo BESCP, equipo que dio resultados satisfactorios por 20 meses en base a estas circunstancias es necesario realizar análisis de crudo acumulado mediante este sistema de levantamiento artificial.

Del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1 se recuperaron en total 79696 BLS, mediante equipo BSCP, se presenta a continuación dicho comportamiento en el Gráfico N°39; Del total del petróleo acumulado, el 100% fue mediante el sistema BSCP de forma exitosa.



**Gráfico N°39.- Producción acumulada del pozo Fanny 18B-96: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

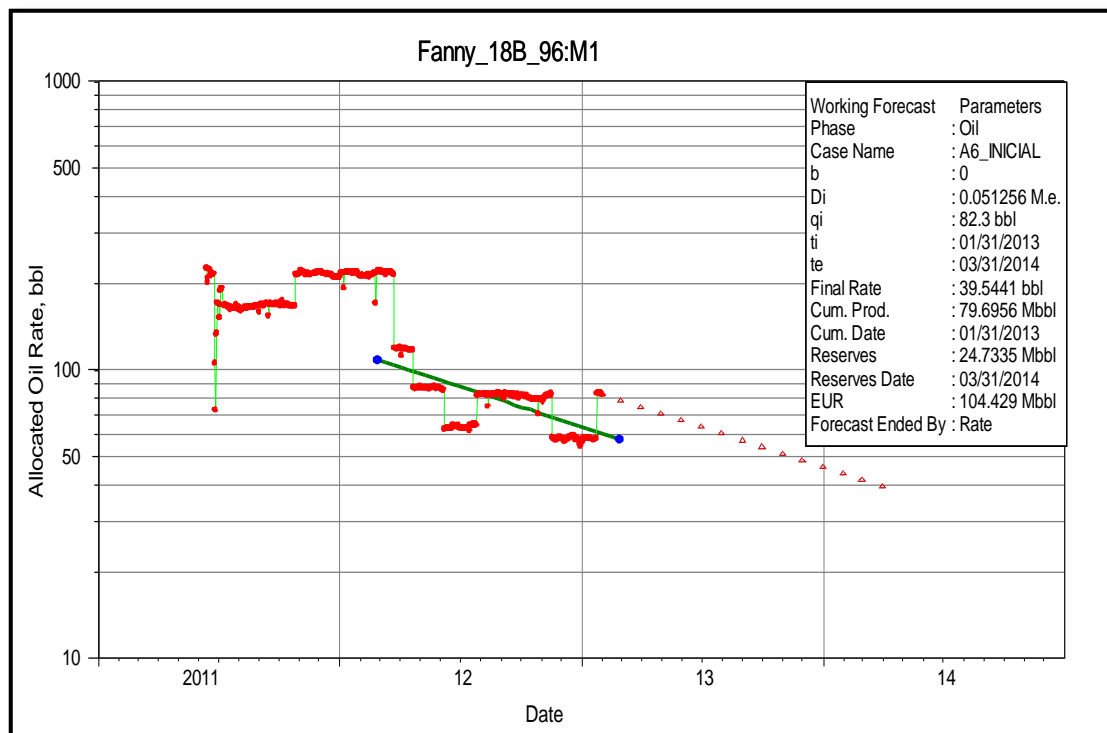
#### **d) Análisis y estimación de reservas de petróleo del pozo Fanny 18B 96, Yacimiento M-1.**

El análisis a continuación fue realizado mediante el método de declinación exponencial (Declinatorio) realizada en el software OFM (Oil Field Manager) con base de datos hasta enero del 2013.

Con el fin de minimizar el grado de incertidumbre en el cálculo y estimación de reservas, el análisis fue realizado mediante tres tipos de gráficas, de los cuales los valores calculados serán similares mediante los tres métodos realizados, estas graficas son:

- Rata de producción vs Tiempo
- Rata de producción vs Petróleo acumulado
- Tiempo vs BSW

Grafica N°40, Reservas Remanentes de petróleo mediante el método declinatorio, Producción diaria vs tiempo.

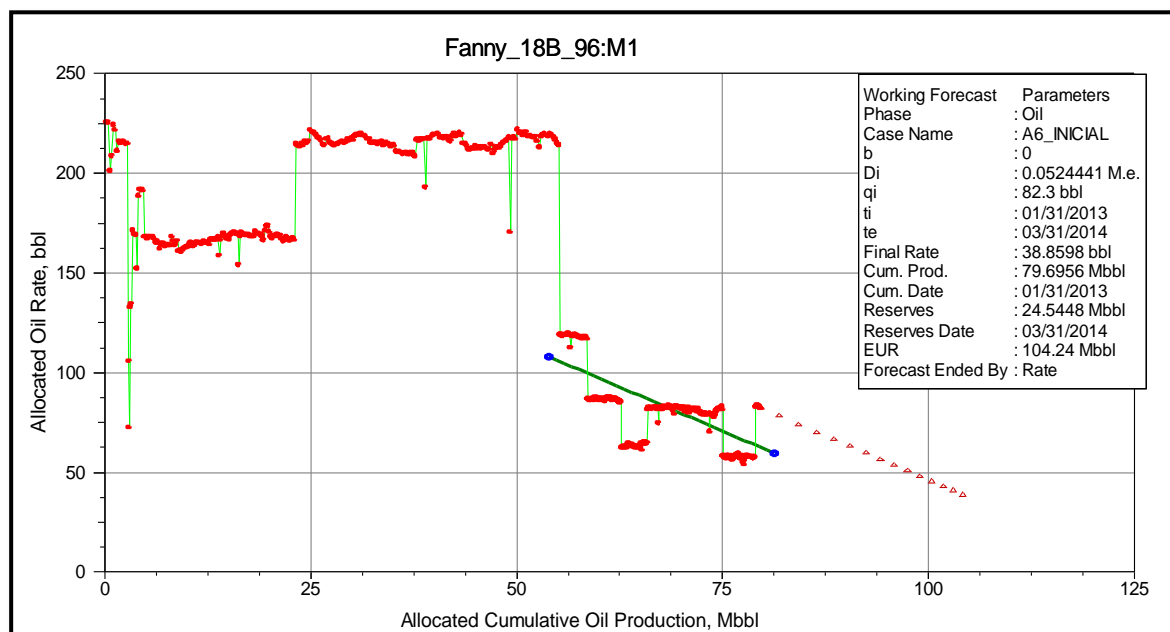


**Gráfico N°40.- Reservas remanentes - Fanny 18B-96: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

Grafica N°41, Reservas Remanentes de petróleo mediante el método declinatorio, Producción diaria vs Petróleo acumulado

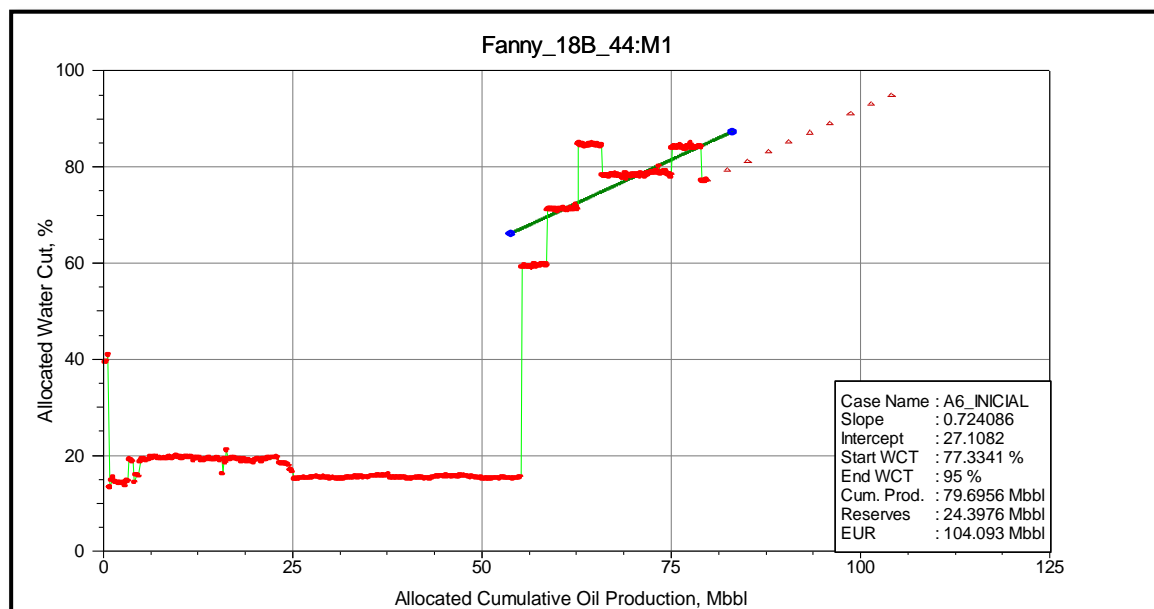


**Gráfico N°41.- Reservas remanentes - Fanny 18B-46: Yacimiento M-1**

Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

Grafica N°42, Reservas Remanentes de petróleo mediante el método declinatorio, Tiempo vs BSW.



**Gráfico N°42.- Reservas remanentes - Fanny 18B-96: Yacimiento M-1**

Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

**e) Análisis de las condiciones operativas actuales de la bomba BESCP del pozo Fanny 18B\_96:M1**

Con el fin de realizar un análisis técnico operacional actual de la bomba se presenta a continuación (ver Gráfico N°43). La altura dinámica total de descarga por la bomba en pies (ft), en función de la tasa de flujo (BFPD) y curvas de velocidades (Hz) del equipo BESCP instalado en el pozo Fanny 18B-96 (Run #1), realizada mediante el Software AutographPC™ en el mes de octubre del 2012.

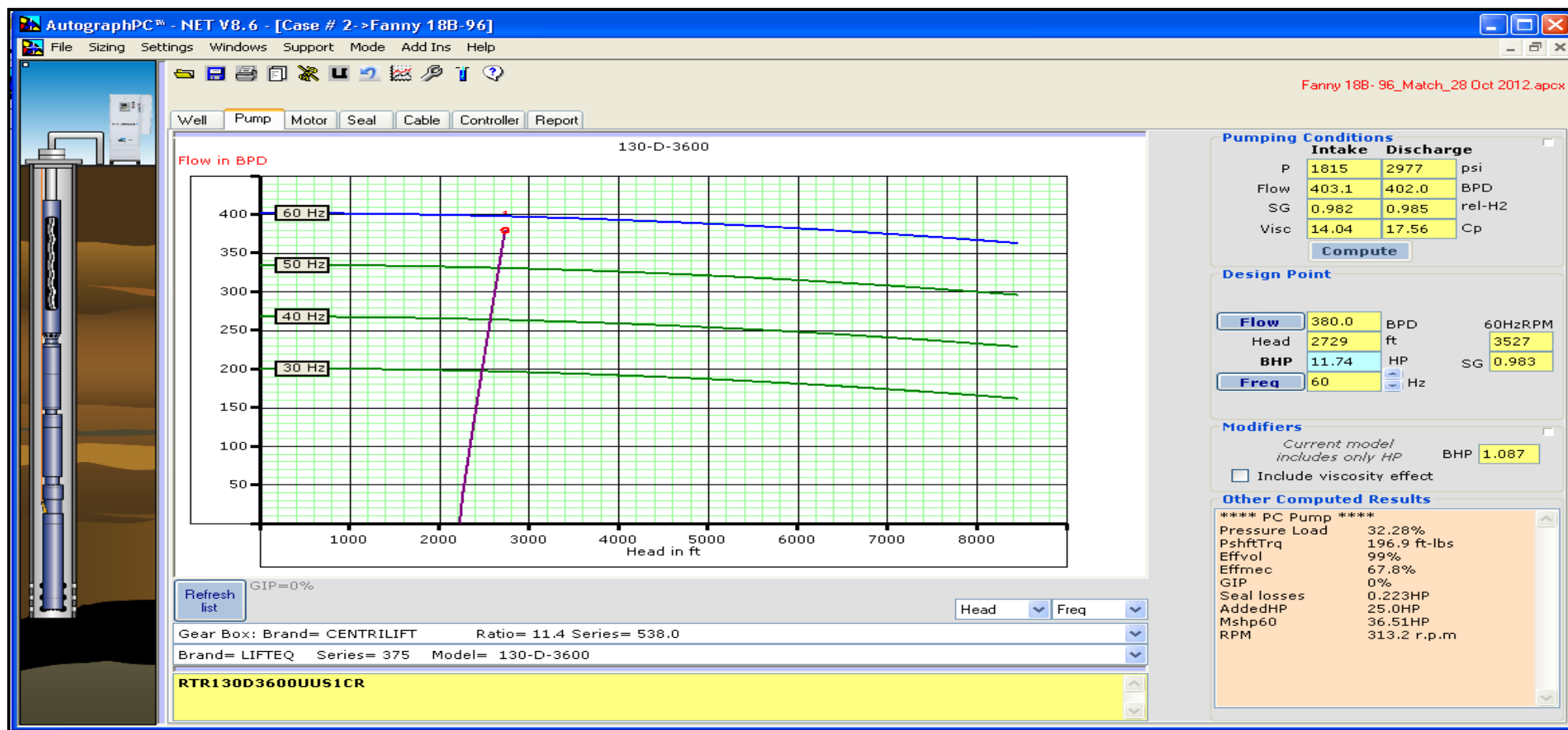
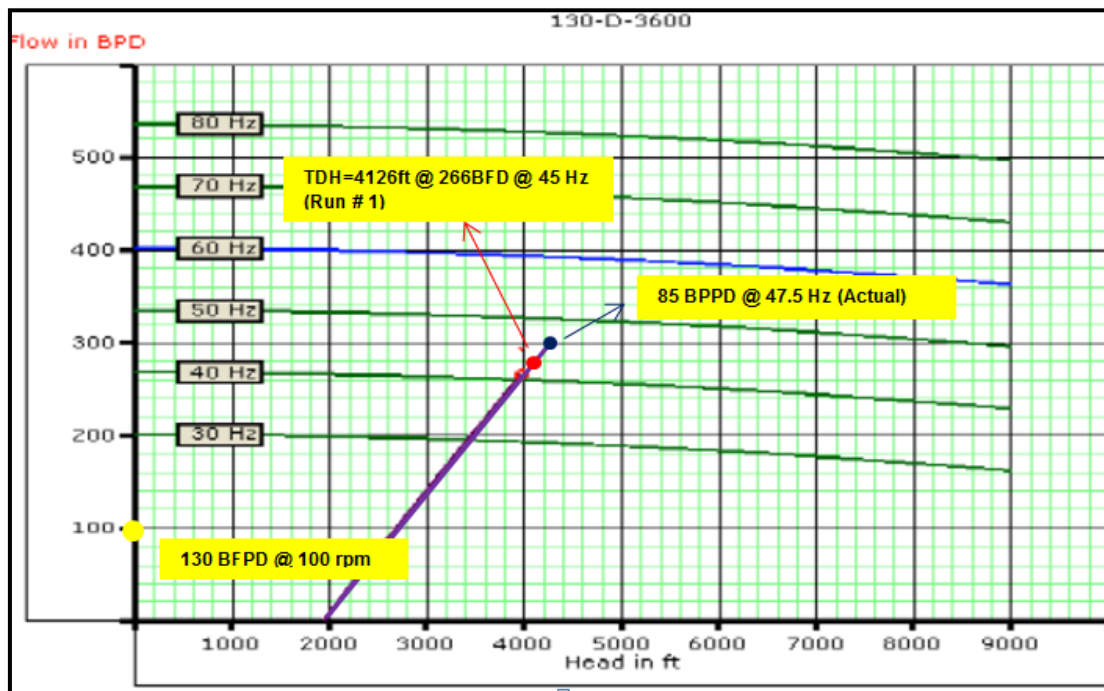


Gráfico N°43.- Curva característica de la Bomba 130-D-3600-LIFTEQ (375 SERIES)- AutographPC™:

Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos  
Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

El Gráfico N°44, indica el Análisis operacional actual (Bomba: 130-D-3600-LIFTEQ).



**Gráfico N°44.- Curva de velocidades, Bomba 130-D-3600 \_ Fanny 18B-96**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

Del diseño de la bomba realizado en el capítulo anterior se determinó un TDH total de 4126 ft que fue el calculado y representa a la presión necesaria para levantar la tasa de producción deseada (266 BFPD) en pies y a una frecuencia de operación de 45, adicionalmente esta bomba fue diseñada para trabajar una eficiencia volumétrica total de 94% .

Del análisis de sensibilidad de la bomba 130-D-3600-LIFTEQ (ver Anexo E-2) para este pozo, se determina a continuación las condiciones operativas de arranque y condones de trabajo óptimo y máximo:

- Frecuencia de 40Hz para el arranque del equipo.
- Frecuencia de 45Hz para el trabajo óptimo con un total de fluido descargado de 265 BFPD y una presión de Intake de 1277 PSI, y;
- Frecuencia de 60Hz a condiciones de operación máxima.

### **5.1.1.3. Análisis técnico del pozo Fanny 18B 114HST1.**

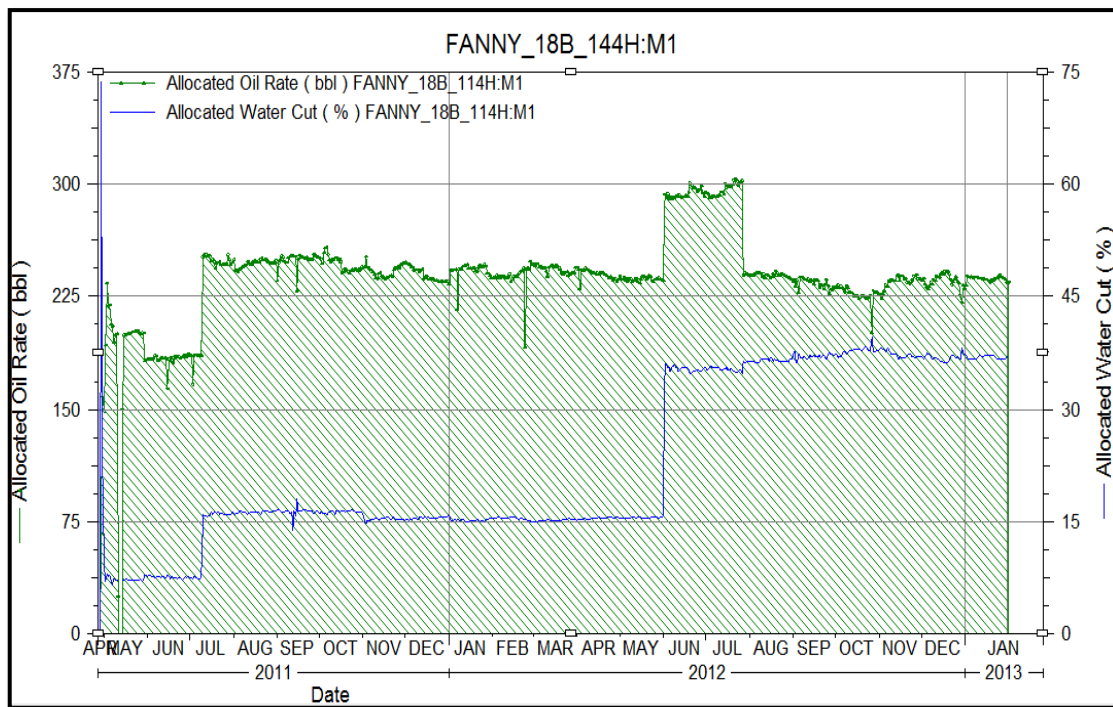
Después de identificar los parámetros de fluido, de yacimiento y en base al desempeño del equipo BЕСP (Bomba: 130 D-3600) instalado en los pozos Fanny-18B-96 y en el pozo Fanny-18B-44 se decidió que para el pozo Fanny-18B-114H instalar también equipo BЕСP (Bomba: 200D-2600) considerando que este pozo podría tener un mayor aporte de fluido, esta bomba está diseñada para levantar 200 BFD por cada 100 rpm; Se muestran a continuación estos parámetros:

- Operación exitosa del equipo BЕСP instalado en los pozos Fanny 18B-44, Fanny 18B-96: Yacimiento M-1 (Bomba: 130 D-3600).
- Producción de arena del yacimiento M-1 considerablemente alto: 28,8 PTB de sólidos (Tomado de datos del pozo Fanny 18B-44).
- Tasa producción baja (198 BPPD) tomada de las pruebas de producción del pozo realizadas en los meses de Abril-Mayo del 2011.
- Al graficar la curva IPR con los datos de la prueba de producción realizada en Abril-2011 mediante el equipo BЕСP y con datos de la prueba de restauración de presión (Build Up) realizado desde 11 al 13 de Mayo del 2011, se obtiene un IPR de 0.38 BPPD/PSI, que es un índice de productividad bajo en relación a los pozos cercanos (IP= 0,5 BPPD/psi)
- En el pozo Fanny 18B-114ST1:M-1 presento un GOR pseudoestable de 135 scf/bbl, valores tomados de la prueba de pozo y que es concordante con los datos del pozo Fanny 18B-44:M-1 y Fanny 18B-96:M-1

#### **a) Análisis del Desempeño Operacional de la Bomba BЕСP instalada en el pozo Fanny 18B 114HST1: Yacimiento M-1.**

El pozo Fanny 18B-114ST1, yacimiento M-1, fue instalado con equipo BЕСP en Abril-2011, En el Gráfico N°45 se observa el historial de producción de petróleo y BSW vs tiempo, del cual desde el inicio de la instalación no ha presentado falla mecánica o eléctrica alguna.





**Gráfico N°45.- Producción y BSW vs tiempo (Análisis de Run Life)**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

#### **Primera corrida del pozo Fanny 18B-114HST1 (Run #1)**

La primera corrida del equipo BESCP en este pozo fue en Abril-2011, se muestra a continuación los parámetros y modelos del equipo:

Bomba: PCP 200D-2600 LIFTQ, (200 BPD por cada 100 rpm, serie 375)

Intake: Integrado a Bomba PCP, serie 513

Sello: Un solo cuerpo, doble bolsa serie 513

Caja Reductora.: GRU de 9:1 doble planetario serie 513

Motor: 110 HP, 2152 Volt, 31 Amp, serie 562

#### **b) Análisis de la producción histórica de fluidos del pozo Fanny 18B-114HST1, Yacimiento M-1.**

Con el fin de conocer a profundidad el comportamiento de la bomba BESCP al producir crudos pesados, procedemos a realizar análisis de la producción histórica de petróleo agua y gas del pozo Fanny 18B 114HST1: yacimiento M-1.

En la Tabla N°38, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-114HST1: Yacimiento M-1: Datos de producción promedia mensual de petróleo, gas, agua, BSW y fluido

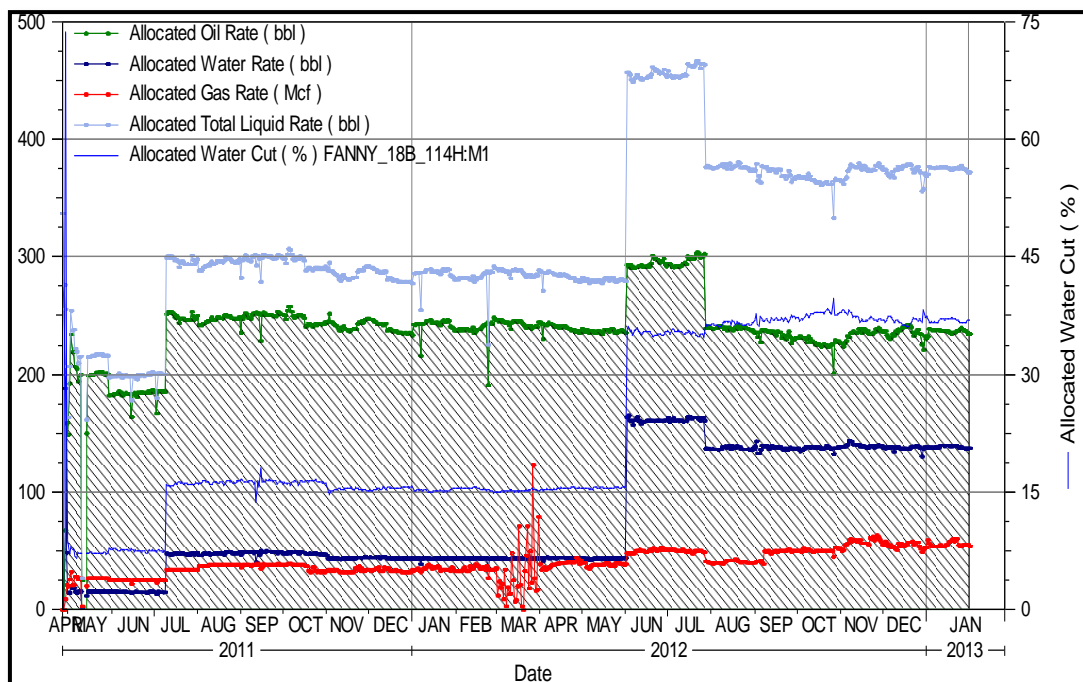
<b>Producción Histórica de fluidos del pozo Fanny 18B 114HST1; Yacimiento M-1</b>					
<b>Date</b>	<b>Qo (Bls/m)</b>	<b>Qw (Bls/m)</b>	<b>Qt (Bls/m)</b>	<b>Qg (scf/m)</b>	<b>BSW (%)</b>
<b>04/2011</b>	12.48	28.8	41.3	20000	69.8
<b>05/2011</b>	180.61	14.2	194.8	25000	7.3
<b>06/2011</b>	183.33	15.1	198.4	25000	7.6
<b>07/2011</b>	231.93	39.1	271	34000	14.4
<b>08/2011</b>	246.48	47.8	294.3	36000	16.2
<b>09/2011</b>	249.94	48.7	298.6	38000	16.3
<b>10/2011</b>	246.66	47.9	294.6	33000	16.3
<b>11/2011</b>	241.87	43.8	285.6	34000	15.3
<b>12/2011</b>	238.98	43.9	282.9	34000	15.5
<b>01/2012</b>	242.24	43.4	285.6	33000	15.2
<b>02/2012</b>	238.38	43.4	281.7	35000	15.4
<b>03/2012</b>	243.09	43.5	286.6	39000	15.2
<b>04/2012</b>	239.55	43.8	283.4	40000	15.5
<b>05/2012</b>	236.51	43.5	280	39000	15.5
<b>06/2012</b>	293.74	160.8	454.5	51000	35.4
<b>07/2012</b>	287.39	157.7	445.1	40000	35.4
<b>08/2012</b>	239.02	137.2	376.3	40000	36.5
<b>09/2012</b>	233.76	137.3	371.1	50000	37
<b>10/2012</b>	226.53	137.3	363.9	52000	37.7
<b>11/2012</b>	234.89	139.5	374.4	55000	37.3
<b>12/2012</b>	235.24	137.3	372.6	53000	36.9
<b>01/2013</b>	236.71	138.3	375	54000	36.9

**Tabla N°38.- Producción histórica mensual del pozo Fanny 18B-114HST1: M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

En el Gráfico N°46, se muestra el historial de producción del pozo Fanny 18B-117: Yacimiento M-1, con sistema BSCP (Run #1) del cual se presentan datos de producción diaria de petróleo, gas, agua, BSW y fluido.



**Gráfico N°46.- Producción histórica del pozo Fanny 18B-114HST1: M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

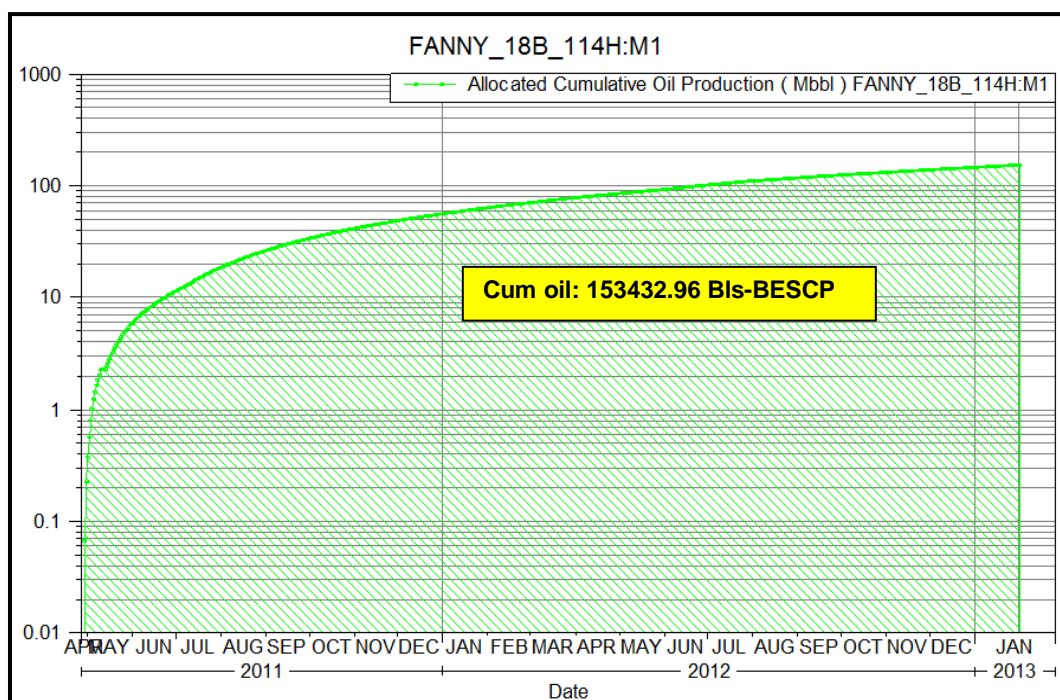
La producción de crudo pesado mediante el Sistema De Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva, instalada en dicho pozo; se logra de forma exitosa por alrededor de 22 meses dando un total de 645 días de eficaz operación, aportando en la producción del campo con alrededor de 235 Bls por día de crudo de 13.5 °API, los datos de crudo acumulado se analizará a continuación.

#### **c) Análisis del petróleo acumulado recuperado con equipo BSCP del pozo Fanny 18B 114HST1, Yacimiento M-1.**

En el pozo Fanny 18B 114HST1, Yacimiento M-1 se completó con equipo BSCP, equipo que dio resultados satisfactorios por 22 meses, en base a estas circunstancias es necesario realizar análisis de petróleo acumulado mediante este sistema de levantamiento artificial.

Del pozo Fanny 18B 144ST1, Yacimiento M-1 se recuperaron en total 153432.96 BLS (Enero-2013), mediante equipo BSCP, se presenta a continuación dicho comportamiento en el Gráfico N°47.

Del total del petróleo acumulado, el 100% fue mediante el sistema BSCP de forma exitosa.



**Gráfico N°47.- Producción acumulada del pozo Fanny 18B-114: M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

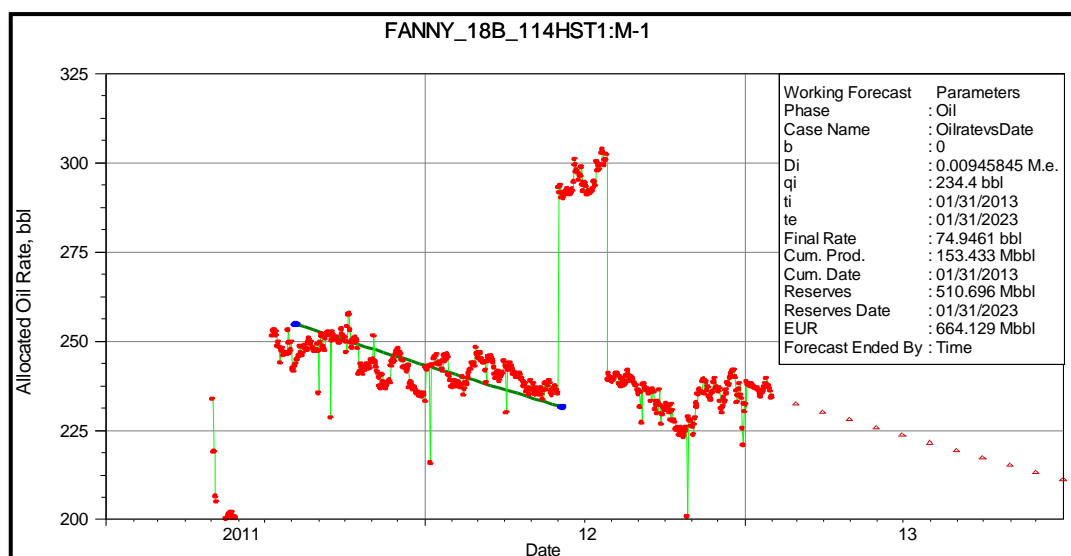
**d) Análisis y estimación de reservas de petróleo del pozo Fanny 18B 114HST1, Yacimiento M-1.**

El análisis a continuación fue realizado mediante el método de declinación exponencial (Declinatorio) realizada en el software OFM (Oil Field Manager) con base de datos hasta enero del 2013.

Con el fin de minimizar el grado de incertidumbre en el cálculo y estimación de reservas, el análisis fue realizado mediante tres tipos de gráficas, de los cuales los valores calculados serán similares mediante los tres métodos realizados, estas graficas son:

- Rata de producción vs Tiempo
- Rata de producción vs Petróleo acumulado
- Tiempo vs BSW

Grafica N°48, Reservas Remanentes de petróleo mediante el método declinatorio, Producción diaria vs tiempo

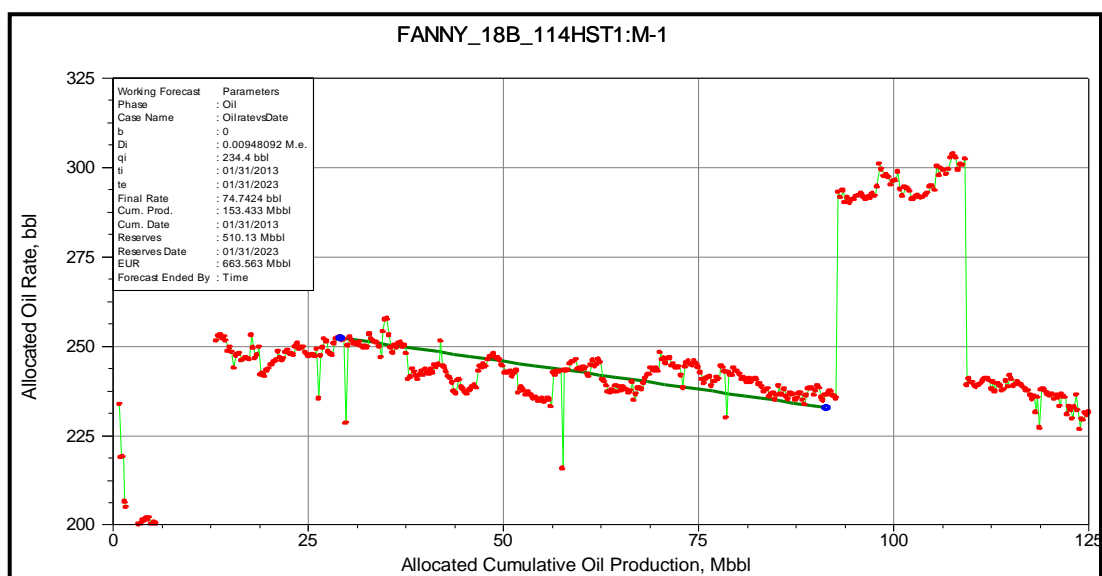


**Gráfico N°48.- Reservas remanentes - Fanny 18B-114HST1: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

Grafica N°49, Reservas Remanentes de petróleo mediante el método declinatorio, Producción diaria vs Petróleo acumulado



**Gráfico N°49.- Reservas remanentes - Fanny 18B-114H: Yacimiento M-1**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

**e) Análisis de las condiciones operativas actuales de la bomba BSCP del pozo Fanny 18B\_114HST1:M1**

Con el fin de realizar un análisis técnico operacional actual de la bomba se presenta a continuación (ver Gráfico N°50). La altura dinámica total de descarga por la bomba en pies (ft), en función de la tasa de flujo (BFPD) y curvas de velocidades (Hz) del equipo BSCP instalado en el pozo Fanny 18B-114HST1 (Run #1), realizada mediante el Software AutographPC™ en el mes de octubre del 2012.

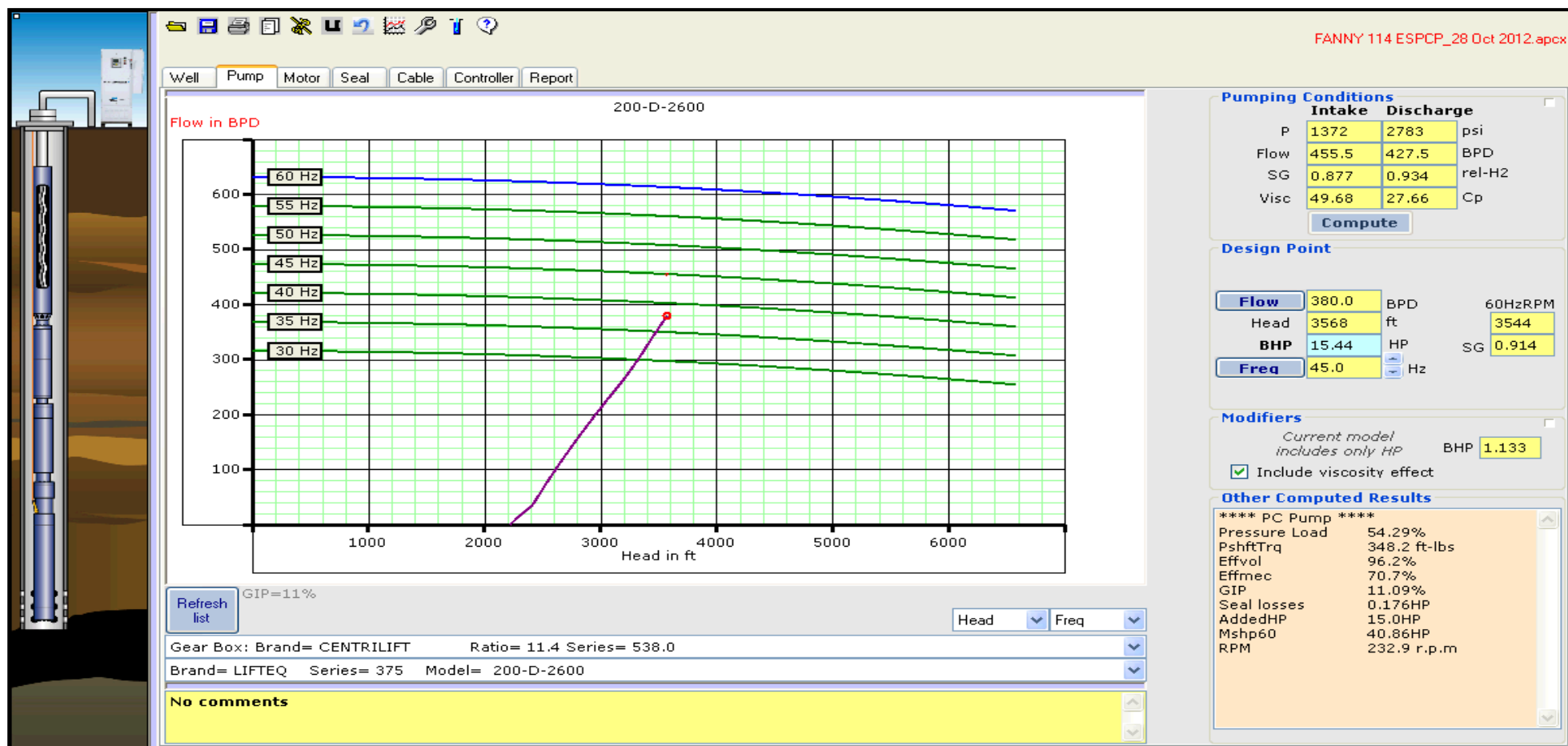
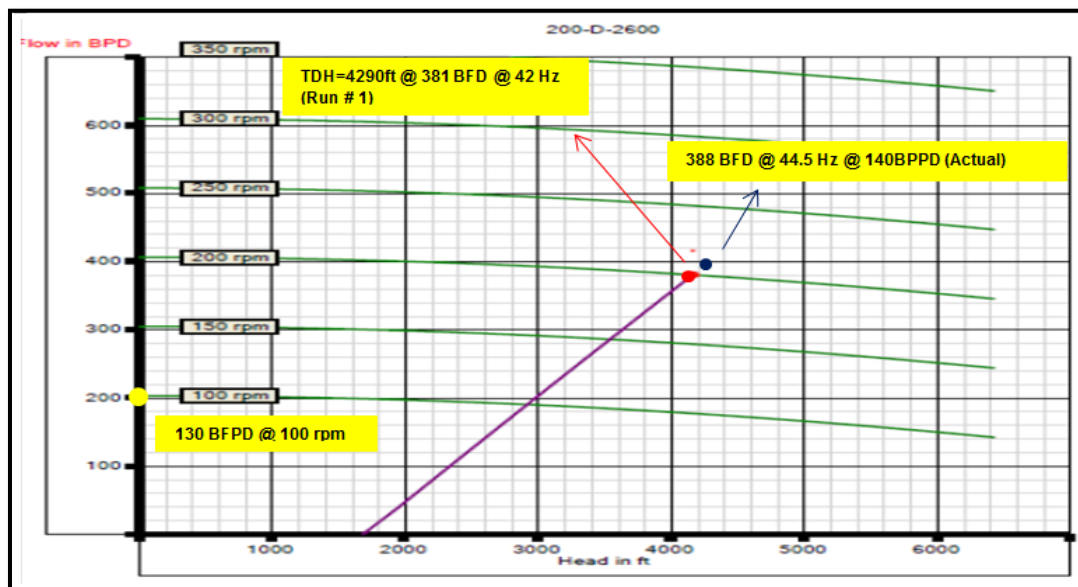


Gráfico N°50.- Curva característica de la Bomba 200-D-2600-LIFTEQ (375 SERIES)- AutographPC™:

Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

El grafico N°51, se indica el Análisis operacional actual (Bomba: 200-D-2600-LIFTEQ).



**Gráfico N°51.- Curva de velocidades, Bomba 200D-2600, Fanny 18B-114HST1.**

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

Del diseño de la bomba realizado en el capítulo anterior se determinó un TDH total de 4290 ft que fue el calculado y representa a la presión necesaria para levantar la tasa de producción deseado (381 BFPD) en pies y a una frecuencia de operación de 42, adicionalmente esta bomba fue diseñada para trabajar una eficiencia volumétrica total de 94%.

Del análisis de sensibilidad de la bomba 200-D-2600-LIFTEQ (ver Anexo E-2) para este pozo, se determina a continuación las condiciones operativas de arranque y condiciones de trabajo óptimo:

- Frecuencia de 40Hz para el arranque del equipo.
- Frecuencia de 49Hz para el trabajo óptimo con un total de fluido descargado de 440 BFPD y una presión de Intake de 1046 PSI, y;
- Frecuencia de 60Hz a condiciones de operación máxima.

### **Petroleo pesado acumulado del campo Fanny 18B.**

De la zona Sur-Este del Campo Fanny-18B, se ha recuperado en total 2312705 BLS de petróleo de 13.5 ° API en promedio, de los cuales 849993 Bls mediante el Sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible por Cavidades Progresivas y 1`462711 Bls mediante Bombeo Electrosumergible. (Ver Tabla N°39)



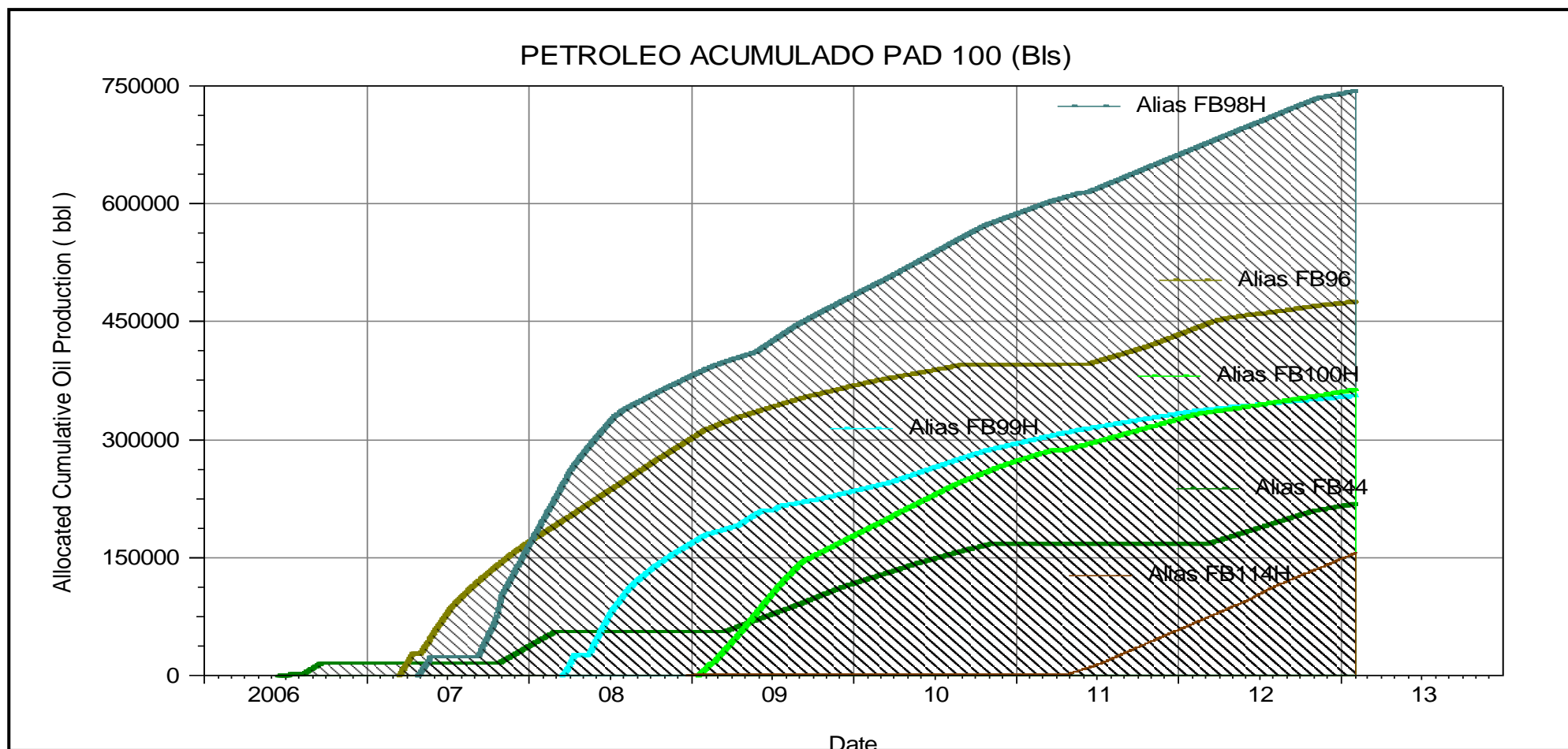
PETROLEO ACUMULADO PAD 100 (Bls)					
F18B44	F18B96	F18B98	F18B99	F18B100	F18B114
218365.36	475546.95	743307.70	355851.38	363552.38	156081.36

*Tabla N°39.-Petroleo pesado acumulado total del Campo Fanny 18B,PAD-100.*

*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Exploración y Explotación, ARCH*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

El Gráfico N°52, se presentan el Petróleo pesado total acumulado del Sur-Este del campo Fanny 18B (PAD-100), y a su vez la producción acumulada de cada pozo.



**Gráfico N°52.-Petroleo pesado acumulado total del Campo Fanny 18B, PAD-100:**

Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos

Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

## **5.2. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO**

### **5.2.1. Introducción**

Uno de los objetivos de la presente Tesis es determinar el beneficio económico que se obtendrá al utilizar, un nuevo sistema de levantamiento artificial como es la Bomba de Cavidad Progresiva con motor eléctrico, en la extracción de crudos pesados de los pozos en estudio. Este análisis se basa principalmente en las inversiones, ingresos, egresos, flujo de caja y el tiempo de recuperación de las inversiones.

De acuerdo con los datos proporcionados por la ARCH en la empresa Andes Petroleum S.A. se consideran los siguientes criterios económicos:

- El incremento de la producción como se presentó en la sección anterior, fue representativa al utilizar este sistema de levantamiento artificial, con una recuperación de 92.7% con relación a otros.
- El costo de operación es de 7.53 USD/Barril (Estimado por la empresa operadora del Bloque Tarapoa).
- La tasa de declinación mensual se estimó anteriormente para cada pozo.
- El precio de venta del barril de petróleo, de acuerdo al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tarapoa es de 35 USD/Barril (Tarifa renegociada hasta el 31 de diciembre del 2025).

### **5.2.2. Inversiones**

“Las inversiones consisten en un proceso por el cual un sujeto decide vincular recursos financieros líquidos a cambios de expectativas de obtener unos beneficios también líquidos, a lo largo de un plazo de tiempo, denominado vida útil u horizonte temporal del proyecto”.<sup>30</sup>

En la industria del petróleo se utiliza el termino inversión de producción, que es la inversión que se realiza para mantener o incrementar la producción de petróleo.

En el presente estudio la inversión de producción es el rediseño o la implementación de un nuevo del sistema de levantamiento artificial de los pozos.

---

<sup>30</sup> *Inversión. Recuperado de: <http://www.zonaeconomica.com/inversion/definicion>. Consultado el 28 de noviembre de 2012.*

### **5.2.3. Ingresos**

Los ingresos de este proyecto de inversión están constituidos por el incremento de la producción del petróleo después de la aplicación del bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva en la arena M-1 de los pozos seleccionados como candidatos.

### **5.2.4. Costos**

Los costos representan el valor monetario que cuesta producir cada barril de petróleo. El conocer los costos de este sistema de levantamiento artificial para optimizar la producción de petróleo en los pozos del Campo Fanny 18B es de suma importancia, ya que estos valores permitirán determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

En la siguiente Tabla N°38, se muestra los costos estimados para implementar la completación de bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva y el trabajo de reacondicionamiento con un costo total de 438.660,70 USD de los 8 días de operación.

<b>COSTOS ESTIMATIVOS PARA LA COMPLETACION BSCP</b>		
<b>COMPAÑÍA</b>	<b>SERVICIO</b>	<b>COSTOS</b>
Arch	Licencias	\$ 3.000,00
Orientoil	Campers	\$ 40,00
Gruas Atlas	Trasteo	\$ 9.000,00
Avaloil / Cesto	Cargadora- Tanqueros	\$ 9.484,88
Noroccidental	Vacuum	\$ -
Andespetro	Diesel	\$ 3.952,16
Andespetro	Pick up	\$ 525,00
G4S	Seguridad	\$ 4.500,00
Caves	Catering	\$ 14.515,60
Hilong	Servicio de Rig 03, Renta diaria	\$ 52.157,52
Hilong	Servicio de Rig 03, tarifa STBY	\$ -
3R	Renta tanque horizontal	\$ 597,50
Baker Hughes	Herramientas de limpieza	\$ 11.866,40
CNLC	Registros de Cementación	\$ 24.912,94
Andes Petroleum	Accesorios cabezal	\$ 1.950,00
Baker Hughes	Registro +TCP	\$ 54.992,70
Misión Petroleum	Maquinado cabezal	\$ 940,00
Baker Centrilift	Bomba ESPCP	\$ 175.000,00
CPTDC	Tubing	\$ 63.726,00
Andespetro	Supervisión	\$ 7.500,00
<b>Costo Total de la Operación de Workover:</b>		<b>\$ 438.660,70</b>

**Tabla N°40.- Costos estimativos para la completación BSCP.**  
*Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH*  
*Elaborado: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

### **5.2.5. Tiempo de recuperación de la inversión**

El tiempo de recuperación de la inversión es el tiempo que necesita el empresario para poder recuperar el dinero que invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, conocido también con el periodo de recuperación, es decir, nos revela la fecha en la cual se cubre la inversión inicial ya sea en años, meses o días.

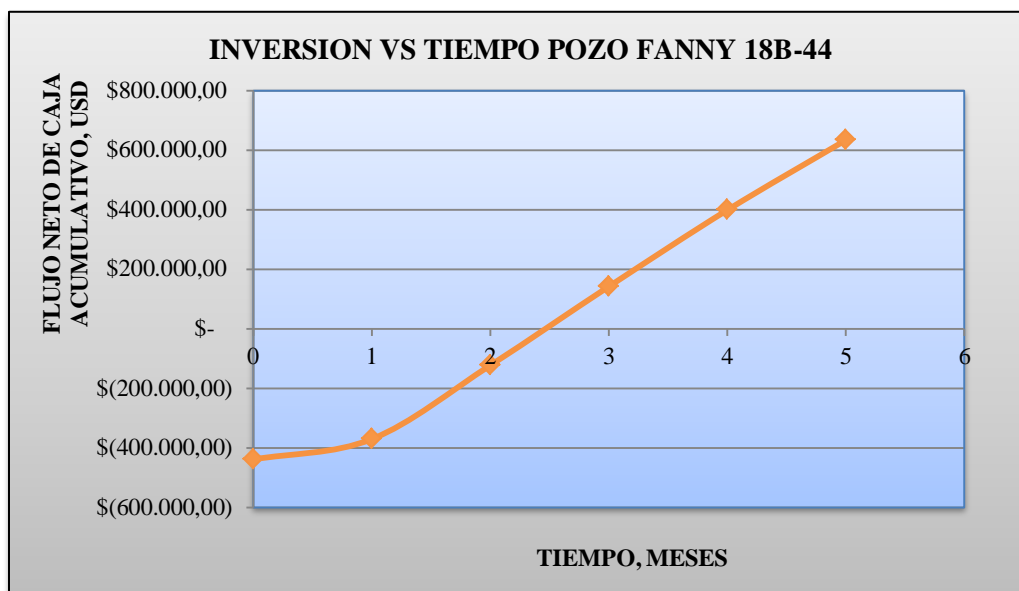
## 5.2.6. Resultados del análisis económico de los pozos en estudio del Campo Fanny 18B en el PAD 100.

Para el presente proyecto se tomó en consideración a los pozos Fanny 18B\_44, Fanny 18B\_96, Fanny 18B\_114HST1, que corresponden al PAD-100, que de acuerdo al estudio realizado del capítulo anterior en referencia al análisis técnico, se concluyó que estos 3 pozos se deben completar con BSCP y para tener un conocimiento en valores económicos se procede a calcular la rentabilidad del proyecto y el tiempo de recuperación de la inversión que conlleva tener este tipo de levantamiento en crudos pesados, para esto se incluye los costos de producción de cada pozo, los costos estimados de completación y los trabajos de reacondicionamiento.

### a) Pozo Fanny 18B-44

El flujo neto de caja para el pozo Fanny 18B-44 se toma a partir del segundo RUN LIFE, debido a que se completó con BSCP, como se puede observar en el Anexo F-1, a partir del tercer mes el flujo neto de caja es positivo con un valor de USD. 142383.05.

En el Gráfico N°53 de inversión vs tiempo, se indica el tiempo de recuperación del proyecto, que está estimado 66 días, al final del año se tiene una ganancia neta acumulada de USD. 634352.65.



**Gráfico N°53.- Inversiones vs Tiempo para el pozo Fanny 18B-44.**  
Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH  
Elaborado: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

En la siguiente Tabla N°39, se muestra el tiempo de recuperación de la inversión de la Bomba Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP) para el pozo Fanny 18B\_44 es de 66 días de producción y a partir del día 67 este ya genera utilidades, por lo tanto este proyecto es factible ya que el tiempo de recuperación de la inversión es menor a 131 días (run life #2), podemos decir que esta bomba opero normalmente aunque su run life #2 no fue tan grande.

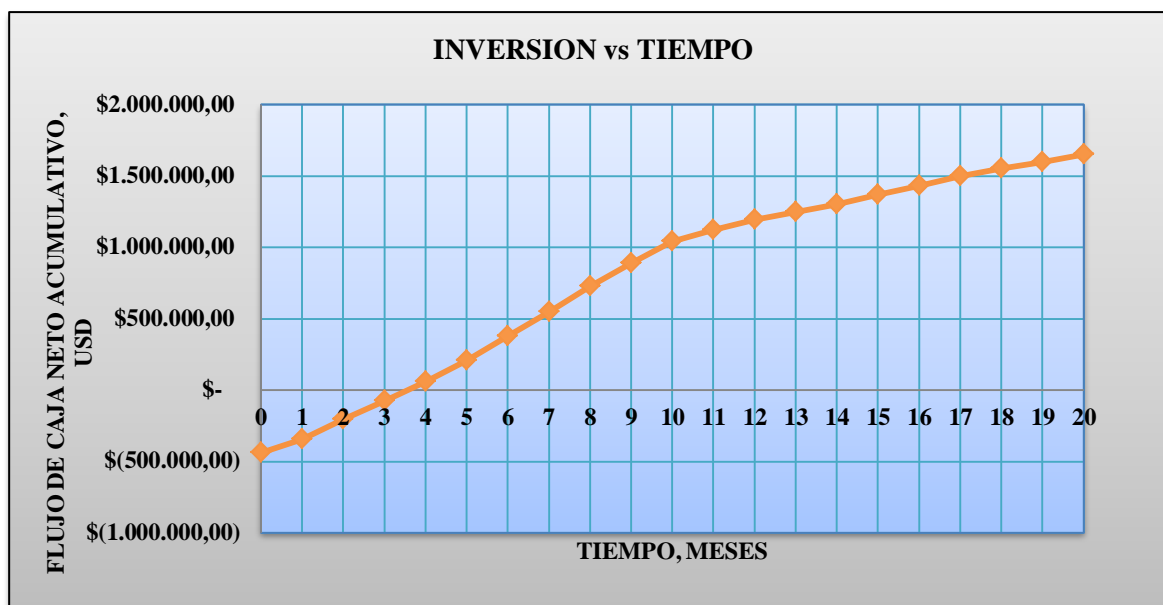
Precio de un barril de petróleo	Precio de contrato	Ingreso por venta de Petróleo	Tiempo de recuperación de la inversión	Flujo Neto de caja Acumulativo
Bls/Dólares	Bls/Dólares	Dólares	Días	Dólares
92.27	35.00	\$ 214,602.67	66	\$ 634,352.65

***Tabla N°41.- Tiempo de Recuperación de la Inversión en la BESCP.***  
*Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH*  
*Elaborado: Sandra Chuquín - Edison Murminacho*

#### **b) Pozo Fanny 18B-96**

El flujo neto de caja para el pozo Fanny 18B-96, se toma a partir del primer RUN LIFE, debido a que se completó con BESCP, como se puede observar en el Anexo F-2, a partir del cuarto mes el flujo neto de caja es positivo con un valor de USD. 59,648.83.

En el Gráfico N°54 de inversión vs tiempo, se indica el tiempo de recuperación del proyecto, que está estimado 94 días, al final del año se tiene una ganancia neta acumulada de USD. 1, 653,317.83.



**Grafico N°54.- Inversiones vs Tiempo para el pozo Fanny 18B-96.**  
Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH  
Elaborado: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

En la siguiente Tabla N°40, se muestra el tiempo de recuperación de la inversión de la Bomba Electrosumergible de Cavidad Progresiva aplicada al Pozo Fanny 18B-96, es de 94 días de producción y a partir del día 95 este ya genera utilidades, por lo tanto este proyecto es factible ya que el tiempo de recuperación de la inversión es menor a 600 días (run life #1), podemos decir que esta bomba opera normalmente porque hasta ahora sigue trabajando con una buena producción.

Precio de un barril de petroleo	Precio de contrato	Utilidad por día	Tiempo de recuperación de la inversión	Flujo Neto de Caja Acumulativo
Bls/Dólares	Bls/Dólares	Dólares	Días	Dólares
92.27	35.00	\$ 39.465,24	94	\$ 1,653,317.83

**Tabla N°42.- Tiempo de Recuperación de la Inversión en la BESCP.**  
Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH  
Elaborado: Sandra Chuquín, Edison Murminacho

#### c) Pozo Fanny 18B\_114HST1.

El flujo neto de caja para el pozo Fanny 18B-114 HST1, se toma a partir del primer RUN LIFE, debido a que se completó con BESCP, como se puede observar en el Anexo F-3, a partir del cuarto mes el flujo neto de caja es positivo con un valor de USD 51,243.05.



En el Gráfico N°55 de inversión vs tiempo, se indica el tiempo de recuperación del proyecto, que está estimado 71 días, al final del año se tiene una ganancia neta acumulada de USD. 1, 653,317.83.



**Grafico N°55-. Inversiones vs Tiempo para el pozo Fanny 18B-114HST1.**

*Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH*

*Elaborado: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

En la siguiente Tabla N°41, se muestra el tiempo de recuperación de la inversión de la Bomba Electrosumergible de Cavidad Progresiva aplicada al Pozo Fanny 18B-114HST1, es de 71 días de producción y a partir del día 72 este ya genera utilidades, por lo tanto este proyecto es factible ya que el tiempo de recuperación de la inversión es menor a 595 días (run life #1), podemos decir que esta bomba opera normalmente porque hasta ahora sigue trabajando con una buena producción.

Precio de un barril de petróleo	Precio de Contrato	Utilidad por día	Tiempo de recuperación de la inversión	Flujo Neto de Caja Acumulativa
Bls/Dólares	Bls/Dólares	Dólares	Días	Dólares
92.27	35.00	\$ 244.097,40	71	\$ 3,588,946.36

**Tabla N°43.-Tiempo de Recuperación de la Inversión en la BSCP.**

*Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH*

*Elaborado: Sandra Chuquín - Edison Murminacho*

### **5.3. ANALISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA BES Y BSCP**

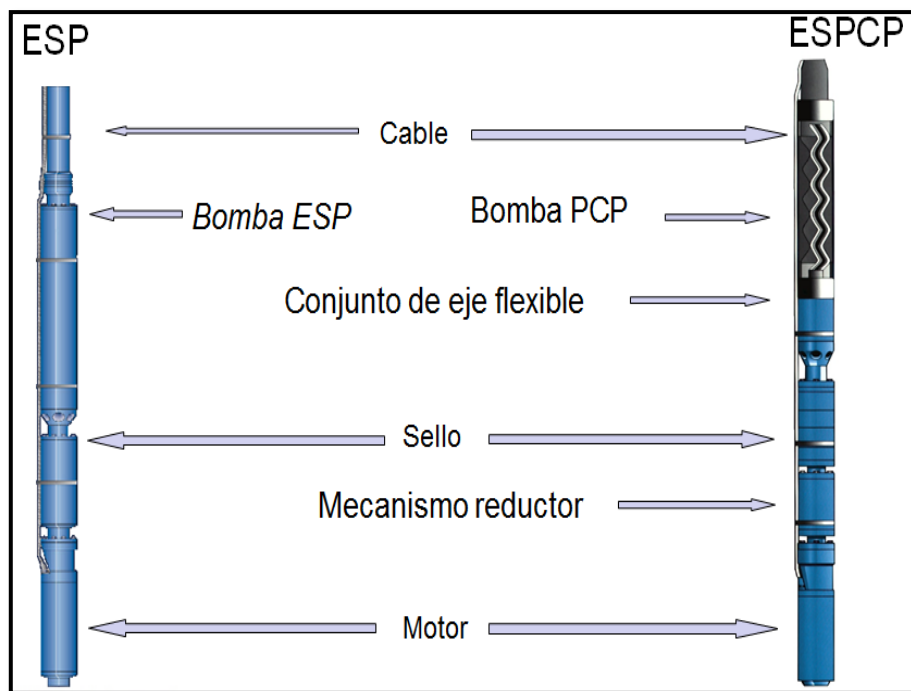
#### **5.3.1. Análisis comparativo entre el sistema BES y BESP instalado en el campo Fanny 18B (PAD-100).**

El sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP), al disponer de un motor eléctrico sumergido en fondo, podemos comparar con otro sistema que también comprenda este equipo, como es el caso en el Campo Fanny 18B, el cual dispone de pozos completados con Sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES).

El Pad-100 localizado al Sur-Este del campo produce mediante 6 pozos, de los cuales 3 pozos están completados con BESCP y tres pozos con BES, se tomará datos de producción y operacionales de estos pozos para lograr una comparación y análisis técnico de los mismos al igual que el pozo Fanny 18B 44 yacimiento M-1, que fue completado en inicio con el sistema BES y posteriormente con el sistema BESCP.

#### **a) Equipos de fondo del sistema BES y BESCP**

En la Figura N°46, se describe graficamente los equipos de fondo que conforman los sistemas BES y BESCP.



**Figura N°46.-Comparacion de los equipos del sistema BES Y BSCP**

Fuente: Manual "Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems", PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com),29956T.

Los dos sistemas (BES-BSCP) están conformados por un motor eléctrico de fondo, el equipo sellante o sello, y naturalmente de un cable eléctrico desde fondo a superficie.

El sistema BSCP está conformado por dos equipos en especial: La Caja reductora (Gear Reducer) y el sistema de eje flexible (Flex Shaft), el primero reduce las revoluciones (rpm) entregadas por el motor disminuyendo así la velocidad y entregando más fuerza de giro y/o torque a la bomba PCP; Por otro lado el conjunto de eje flexible cambia el giro concéntrico del equipo a un giro excéntrico requerido por la bomba.

**b) Run life del sistema BES y BSCP del pozo Fanny 18B 44, Yacimiento M-1.**

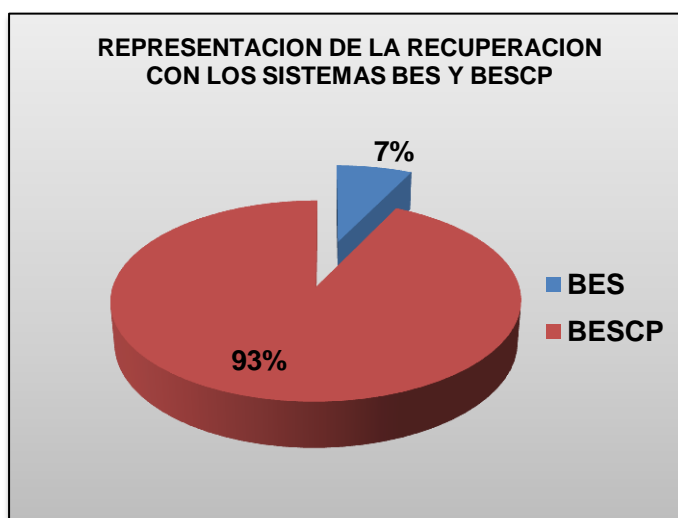
En el pozo Fanny 18B-44, se completó en una instancia el sistema BES que fallo después de 48 días desde su arranque y posteriormente un sistema BSCP que al momento registra una Run life de 337 días de exitosa operación, se muestra a continuación en la Tabla N°42.

Data	Sistema ESP (Run#1)	Sistema ESPCP(Run#3)
<b>Bomba</b>	<b>113STG P8</b>	<b>130D-3600 LIFTEQ 375 SERIES</b>
Motor (Hp)	135	114
Caudal de fluido (BFPD)	270	315
Caudal petróleo(BOPD)	255	370
Presión al Intake (Psi)	1372	1372
Potencia consumida (Kw)	68.2	36
Eficiencia de la Bomba	25%	96%
Frecuencia (Hz/ rpm)	60	45/310
Run Life (días)	48	600

**Tabla N°44.- Producción histórica promedia mensual del pozo Fanny 18B-114HST1: Yacimiento M-1**  
Fuente: Manual “Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems”, PCP overview,  
www.bakerhughes.com,29956T.

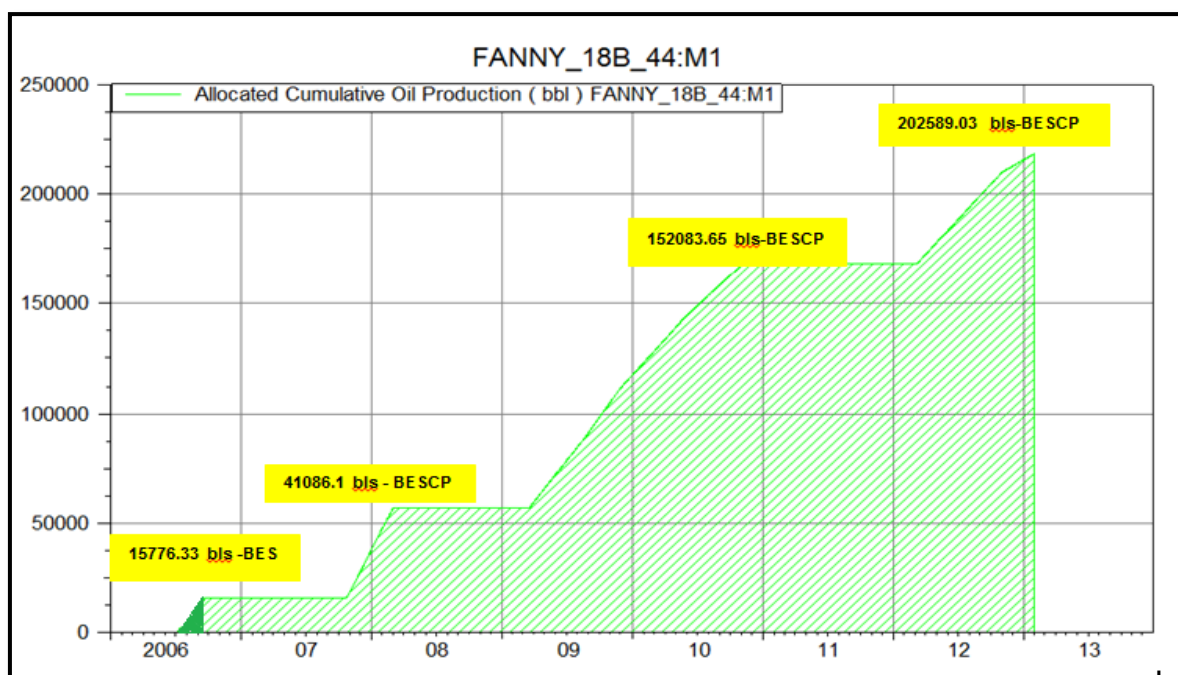
**c) Petróleo Acumulado con el sistema BES y BSCP del Pozo Fanny 18B-44:M1**

Del total de petróleo recuperado  $N_p = 218365$  Bls, el 7,2% representa al petróleo recuperado con equipo BES y el 92,8% representa del petróleo recuperado mediante equipo BSCP, de esta forma el sistema de bombeo Electrosomergible de cavidad progresiva recupero más petróleo de forma exitosa que el equipo BES, Se muestra a continuación este porcentaje y en el Gráfico N°56. El petróleo acumulado por los dos sistemas de levantamiento.



**Gráfico N°56.- Representación de la recuperación de los sistemas de levantamiento artificial (BES-BSCP)**

Fuente: Subproceso de Yacimientos, Exploración y Explotación, ARCH.  
Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho



**Gráfico N°57.- Petróleo Acumulado con los dos Sistemas de Levantamiento Artificial (BES-BESCP)**

*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Exploración y Explotación, ARCH.*

*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

### 5.3.2. Análisis comparativo de las inversiones realizadas con la BES y BESCP.

Para tener una idea cuál de los dos equipos es más rentable para crudos pesados se hizo también un análisis económico en lo concerniente a la BES. En la Tabla N°43, podemos observar que no es rentable bajar esta completación al pozo, porque la bomba tuvo un RUN LIFE demasiado corto, debido a la falla mecánica y eléctrica dando lugar a que se quemara la bomba y lo que se invirtió fue de 528800 USD pero sin llegar a recuperar esta inversión.

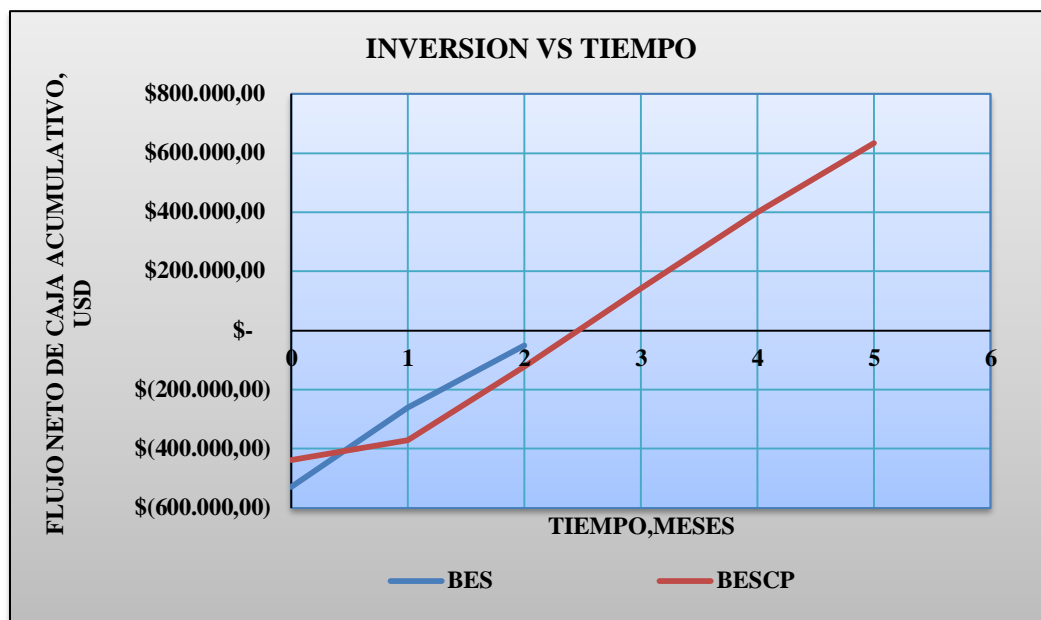
PERIODOS	MESES	PROD. MENSUAL	PRECIO DE CONTRATO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA
N		BLS	USD/BLS	USD	USD	USD
0	-	-	-	-	\$ (528.800,00)	\$ (528.800,00)
1	31/08/2006	7.666	35	\$ 68.302,99	\$ (260.497,01)	\$ (260.497,01)
2	30/09/2006	6.024	35	\$ 210.836,50	\$ (49.660,51)	\$ (49.660,51)

**Tabla N°45.- Tiempo de Recuperación de la Inversión en la BES.**

*Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH.*

*Elaborado: Sandra Chuquín - Edison Murminacho*

El siguiente grafica se puede observar claramente que no se recupera la inversión por los daños operacionales de la bomba esto nos da a entender que la BES no es rentable para este tipo de pozos y como es tan evidente la recuperación con la BESCP, podemos sugerir económicamente que es rentable el cambio de bomba. (Ver Gráfico N°58)



**Gráfico N°58.- Inversión vs Tiempo con la BES y BESCP.**  
 Fuente: Subproceso de Producción, Exploración y Explotación, ARCH  
 Elaborado: Sandra Chuquín - Edison Murminacho

## CAPITULO VI

### 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. Conclusiones

Después de realizar el estudio técnico económico del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP), con la finalidad de Optimizar la Producción de Crudos Pesados del Campo Fanny 18B del bloque Tarapoa, analizarlos y Optimizar la Producción de Crudos Pesados en los pozos seleccionados, se concluye lo siguiente:

- Los datos para el presente estudio fueron tomados de la base de datos del subproceso yacimientos, producción y optimizando los paquetes: Oracle-9i, SICOHI FILE MANAGER, OIL FIELD MANAGER (OFM), actualizada al año 2013, adicionalmente también los registros de pruebas de presión (Build Up, XPT, Puntos De Presión), análisis PVT de los pozos disponibles, registros eléctricos, Modelamiento 3D realizado mediante PETREL e historiales de reacondicionamiento de pozos disponibles.
- Los principales reservorios productores del Campo Fanny 18-B son las formaciones: U inferior y M-1, de acuerdo a la cierre de producciones acumuladas a Diciembre del 2011 se pudo concluir que el reservorio que más ha aportado en la producción total del campo es la arena “M-1”, con 93146 MBls de petróleo acumulado, que representa aproximadamente el 86% de la producción total de campo.
- El Campo Fanny 18-B tiene un total de petróleo acumulado de 107,976 Bls a Diciembre del 2011, con lo que se estima un aproximado de reservas remanentes probadas de 25.54 MMBls de petróleo. Las cuales se encuentran distribuidas en: 83% en la formación M-1, 17% en U inferior.
- Al estudiar los parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados del Campo Fanny 18B se pudo concluir que en general el yacimiento M-1 tiene una porosidad entre 25-30% y una saturación de agua aproximadamente 40 %.

- En el Campo Fanny 18B a la fecha de la presente investigación 3 pozos producen mediante Bombeo Hidráulico, 3 pozos mediante Bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva (BESCP) y 41 pozos mediante Bombeo Electrosumergible (BES).
- Del análisis de resultados del modelamiento 3D, realizado al Campo Fanny 18B por la Cía. Operadora y de la distribución de las propiedades petrofísicas, litológicas, geológicas y del fluido; Se determinó que el yacimiento M-1 presenta condiciones de presión, temperatura y características migratorias ideales para almacenar petróleo pesado de 13.5 ° API (Promedio) en la zona Sur, Sur-Este del Campo.
- El Sistema de Bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva (BESCP), es ideal para operar en yacimientos que producen a tasas bajas de producción con alto contenido de finos (Producción de arena), mediano a alto GOR, petróleo altamente viscoso, crudos con bajo grado API y en reservorios con bajo potencial de productividad (IPR).
- Los pozos del campo en estudio que cumplen los parámetros técnicos para completar con equipo BESCP y que en la actualidad operan con este sistema son: Fanny 18B-44, Fanny 18B-96 y el pozo Fanny 18B-114HST1; Productores del yacimiento M-1. Los cuales en promedio presentan los siguiente parámetros: 280 BPPD, 28.8 PTB de sólidos, 0,5 BF/PSI, 130 Mcf/bbl, y problemas operacionales del sistema BES instalado anteriormente (Pozo F18B-44).
- En el diseño manual del equipo BESCP para el pozo F18B-44, F18B-96 y F18B-114HST1 se determinó un TDH total de 3387 pies, 4126 pies, 4290 ft respectivamente y que corresponde a la Bomba (PCP) 130D-3600-LIFTEQ (Pozo F18B-44, F18B96) y la Bomba (PCP) 200D-2600-LIFTEQ (Pozo Fanny 18B-114HST1) para lograr elevar el fluido desde fondo a superficie.
- Después de analizar las condiciones operacionales del equipo BES y BESCP instalado en el pozo Fanny 18B-44, se puede concluir que el equipo BES instalado en el pozo Fanny 18B-44 falla a los 48 días de ser instalada y se completa en este pozo por primera vez en el país el sistema BESCP trabajando por 131 días de forma exitosa, triplicando el Run life de operación de la bomba BES y acumulando 41086.1 bls de crudo pesado de 13,5° API.



- El primer equipo BЕСP instalado en el pozo Fanny 18B-44 falla a los 131 días de operación debido a una falla mecánica en la caja reductora, se mejora el diseño de este equipo y el sistema BЕСP opera por 600 días de forma exitosa (Run #3). Acumulando un total de 152083.65 BLS y a la fecha un Run life de 337 días acumulado 202589.03 BLS de crudo pesado de 13,5 °API.
- En base a las condiciones operacionales del equipo BES al producir crudos pesados, Run life del equipo, total de petróleo acumulado y rentabilidad del proyecto se puede concluir que el Sistema de Levantamiento Por Cavidades Progresivas con motor de fondo optimiza la producción de crudos pesados con producción de arena y alta rata de gas.
- El equipo BЕСP instalado en los pozos F18B-96 y F18B-114HST1, a la fecha del análisis trabajan de forma exitosa por 600 días y 645 días respectivamente y optimizando así la producción con un total de crudo pesado recuperado de 79696 Bbls y 153432.96, respectivamente.
- La inversión total estimada es de USD. 438660.70 para completar un pozo con bombeo electrosumergible de cavidad progresiva, incluyendo todos los trabajos de reacondicionamiento.
- El flujo de caja para el pozo Fanny 18B-44 es positivo a partir del tercer mes, con un valor de USD. 142383.05, recuperándose así la inversión a los 66 días y a partir de los 67 días generando utilidades con un acumulada USD. 634352.65.
- El tiempo de recuperación para el pozo Fanny 18B-96 está estimado a 94 días, los cual a partir del día 95 ya genera utilidades, con un flujo de caja positivo al cuarto mes de USD. 59648.83 y neto acumulado de USD. 1 653 317.83.
- EL tiempo de recuperación para el pozo Fanny 18B\_114HST1, está estimado a 71 días, generando utilidades a partir del día 72, con un flujo de caja positivo al cuarto mes de 51243 .05y neto acumulado de USD. 1653317.83.

- La inversión de la BES es de USD. 528800.00 y la inversión de la BSCP es de USD. 438660.70, al comparar las dos inversiones se concluye que la BSCP, resulto ser más rentable para el crudo pesado del Campo Fanny 18B, debido a que el RUN LIFE de la BSCP fue mayor que el de la BES y así permitiendo recuperar la inversión, generando utilidades.

## **6.2. Recomendaciones**

- Evaluar el yacimiento y/o pozo mediante un sistema de evaluación portable para conocer las características y parámetros de fluido como: BSW, BPPD, BAPD, BFPD.
- Realizar pruebas de Build Up en los pozos nuevos y/o en Workover anualmente, para determinar las características más relevantes del yacimiento mediante el modelo matemático tales como: Presión de reservorio, Presión de fondo fluyente Daño de formación y Limites.
- Los datos tomados de la evaluación del pozo y la prueba Build Up deben ser confiables y alcanzar el flujo radial para posteriormente determinar el potencial de pozo (IPR) y diseñar el sistema de levantamiento artificial con datos confiables.
- Realizar una prueba de Build-Up del pozo Fanny 18B-144HST, yacimiento M-1 con cierre de fondo en vista que la prueba realizada en mayo-2011 no alcanza el flujo radial y los resultados obtenidos no pueden ser validados.
- Realizar una prueba de Build-Up en los pozos: Fanny 18B-44 y Fanny18B-96, yacimiento M-1, al menos 1 prueba al año, ya que los datos tomados para el diseño del sistema de levantamiento artificial (BSCP) son correlacionados a datos de pozos aledaños.
- Instalar el sistema BSCP en pozos productores de crudos pesados, con producción de sólidos y con baja tasas de producción en vista que, la inversión se recupera para los tres casos en estudio en aproximadamente 3 meses.

## CAPITULO VII

### 7. BIBLIOGRAFIA Y WEBGRAFIA

#### 7.1. BIBLIOGRAFIA CITADA:

<sup>1</sup>Importancia del Petróleo Pesado; Pág. 38; Acceso: Nov-2012;  
[www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish06/aut06/heavy\\_oil.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf).

<sup>2,3,4</sup>Página oficial del Gobierno del Ecuador “Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

<sup>5</sup>Folleto de Ingeniería de Producción- Ing. Cesar Ruiz; FIGEMPA – UCE.

<sup>6,7,8,9,10,11</sup>BROOKFIELD - MORE SOLUTIONS TO STICKY S PROBLEMS, Pág. 15, 16,  
<http://www.viscometers.org/PDF/Downloads/More%20Solutions.pdf>

<sup>12,13</sup>Revista Chilena de Ingeniería, vol. 16 N° 1, 2008 - Reological Properties of Emulsions of Petroleum WeighedIn Water, Pág. 245, 246,247

<sup>14</sup>Paquete informático para pronosticar datos de producción, OIL FIEL MANANGER-OFM.

<sup>15,16,17</sup>Manual “Centrilift World Headquarters, 200 West Stuart Roosa Drive Claremore, ok 74017-3095”, BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.

<sup>18</sup>Manual: Centrilift World Headquarters, Baker Hughes: [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com); CEN-06-0126, Vigente 04-07.

<sup>19</sup>Manual “Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems”, PCP overview, [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com),29956T.

<sup>20,21</sup>[http://docs.oracle.com/cd/E11882\\_01/appdev.112/e11822/whatsnew.htm#CHDBDDJG](http://docs.oracle.com/cd/E11882_01/appdev.112/e11822/whatsnew.htm#CHDBDDJG)  
Acceso: Enero 2013

<sup>22</sup>[http://docs.oracle.com/cd/B28359\\_01/server.111/b28318/process.htm#i7241](http://docs.oracle.com/cd/B28359_01/server.111/b28318/process.htm#i7241).Acceso: Enero 2013

<sup>23</sup>Chan, Immanuel (julio de 2008). "Glosario" .Oracle Database Performance Tuning Guide 11g Release 1(11.1).Oracle Corporation.

<sup>24</sup><http://sicohifm.mrnrr.gob.ec/SICOHIFileManager/Forms/formLogin.aspx>. (Acceso: Enero 2013)

<sup>25</sup>[http://www.slb.com/services/software/production\\_software/prod\\_analysis\\_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad\\_google\\_sis\\_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow](http://www.slb.com/services/software/production_software/prod_analysis_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad_google_sis_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow). Acceso: Enero 2013.

<sup>26,27,28</sup>[http://www.slb.com/services/software/production\\_software/prod\\_analysis\\_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad\\_google\\_sis\\_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow](http://www.slb.com/services/software/production_software/prod_analysis_diagnostics/ofm.aspx?entry=ad_google_sis_ofm&gclid=CMThqKO217YCFU6f4AodozwAow). Acceso: Enero 2013.

<sup>29</sup><http://www.bakerhughes.com/news-and-media/resources/brochures/autographpc-software>; Acceso: Enero-2013.

<sup>30</sup>Inversión. Recuperado de:<http://www.zonaeconomica.com/inversion/definicion>. Acceso: Febrero 2013.

## **7.2. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA:**

- Rivadeneira Marco, (2004), Cuenca Oriente Petroecuador, Editorial IFEA, Quito-Ecuador.
- Wright C. A;presented at the (1995) SPE East Regional Meeting; Hydraulic Fracture Orientation and Production/Injection Induced Reservoir Stress Changes in Diatomite Waterfloods - Paper SPE 29625; Bakersfield-California.
- Oilfieldreview. Invierno (2004/2005). Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos. Schlumberger.

## **7.3. WEBGRAFÍA:**

- [www.monografias.com/.../electrosumergible/electrosumergible.shtml](http://www.monografias.com/.../electrosumergible/electrosumergible.shtml). (Acceso el 15 de Agosto del 2012).
- [dspace.epn.edu.ec/bitstream/15000/.../T11020%20CAPITULO\\_2.pdf](http://dspace.epn.edu.ec/bitstream/15000/.../T11020%20CAPITULO_2.pdf). (Acceso el 15 de Agosto del 2012)
- [industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/.../bombeo-electrosum](http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/.../bombeo-electrosum). (Acceso el 20 de Agosto del 2012).
- [www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net) › Home › Artificial Lift. (Acceso el 21 de agosto del 2012).

- <http://www.patentesonline.com.mx/busqueda?q=bombas%20electrosumergibles>. (Acceso el 21 de Agosto del 2012).
- <http://www.patentesonline.com.mx/protector-de-cables-electricos-utilizados-en-las-bombas-electrosumergibles-52385co.html>. (Acceso en Diciembre del 2012).
- <http://www.ehu.es/reviberpol/pdf/abr/reologia.pdf>, (Acceso en Enero del 2013).
- <http://www.itescam.edu.mx/principal/sylabus/fpdb/recursos/r53563.PDF>, (Acceso en Enero del 2013).
- <http://www.efn.unc.edu.ar/departamentos/aero/Asignaturas/MecFluid/material/introducci%C3%B3n%20no%20newtonianos.pdf>. (Acceso en Enero del 2013).
- [http://www.ing.unlp.edu.ar/dquimica/paginas/catedras/iofq809/apuntes/Fluidos%20no%20newtonianos\\_R1.pdf](http://www.ing.unlp.edu.ar/dquimica/paginas/catedras/iofq809/apuntes/Fluidos%20no%20newtonianos_R1.pdf). (Acceso en Enero del 2013).
- [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish06/aut06/heavy\\_oil.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf). (Acceso: Febrero del 2013)

## CAPITULO VIII

### ANEXOS

#### *ANEXO A-1: GLOSARIO TÉCNICO.*

➤ **Aceite in situ (OIP Oil in Place)**

Es la estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

➤ **API Gravity**

Consiste en una unidad de densidad adoptada por el instituto Americano del Petróleo (API) desde años atrás. Según la escala API, cuanto más alto es el índice, menor la densidad del crudo.

➤ **Arenisca**

Roca sedimentaria detrítica terrígena compuesta de un 85% por lo menos de granos de cuarzo más o menos redondeados, de 1/16 mm (62,5  $\mu$ m) a 2 mm. pozo para ponerlo en producción económicamente.

➤ **Crudo**

Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie.

➤ **Declinación de la producción**

Es la disminución anual de la producción expresada en porcentaje, que experimenta un yacimiento. Se la obtienen dividiendo la tasa de producción de fin de año para la producción a comienzos de año.

➤ **Eficiencia de Flujo (EF)**

Es una medida cuantitativa de la condición del pozo (dañado o estimulado), este término es la relación entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal que podría resultar si el pozo no estuviese estimulado o dañado.

➤ **Factor de daño (S)**

Es el factor que resulta al dividir la producción real del pozo para su producción teórica. La producción teórica refleja la producción sin daño ni mejora (estimulación) al reservorio.

➤ **Movilidad**

Es la razón entre la permeabilidad sobre la viscosidad de un fluido.

➤ **Muestra PVT**

Muestra del fluido de formación, obtenida en los ensayos de producción y conservada en las mismas condiciones que en el yacimiento, que se emplea para realizar ensayos PVT (Presión, Volumen, Temperatura) y permitir un mejor conocimiento del potencial del yacimiento y de su comportamiento previsible durante la producción.

➤ **Parafina**

Mezcla de hidrocarburos, sólida a temperatura ambiente. Material sólido o semi-sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

➤ **Permeabilidad**

La permeabilidad normal es una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido monofásico bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el Darcy.

➤ **Período de flujo**

Intervalo de tiempo, en las pruebas de producción, en el que se permite que el pozo fluya, para registrar las presiones y medir los caudales producidos.

➤ **Presión del anular**

Presión medida en superficie en el espacio anular cuando el pozo se cierra en cabeza o durante la circulación de una venida.

➤ **Presión de cierre**

Presión medida en superficie durante un ensayo cuando el pozo se ha cerrado en cabeza. Si esta presión es nula, el pozo no fluye.

➤ **Presión de flujo**

Presión que se registra en la cabeza de un pozo que fluye. Si esta presión es muy baja, se pueden emplear procedimientos de elevación artificial.

➤ **Presión de saturación**

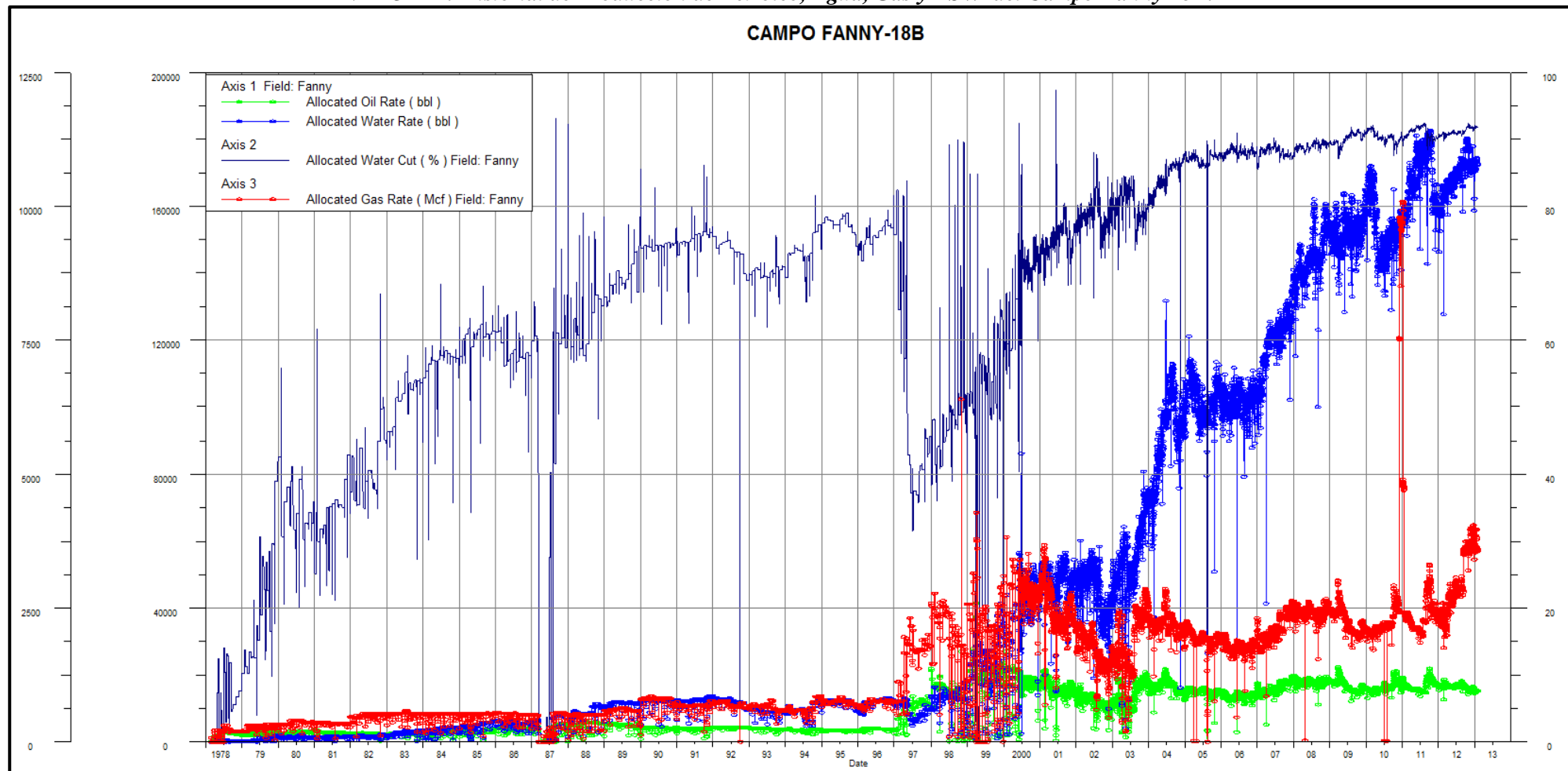
Es la presión a la cual líquido (petróleo) y vapor (gas) están en equilibrio.

➤ **Restauración de presión (Pressure Build Up)**

Es el proceso por el cual se obtiene la presión instantánea en el fondo de un pozo, a partir del momento en que se cierra la producción.



**ANEXO B-1: Historial de Producción de Petróleo, Agua, Gas y BSW del Campo Fanny 18B.**



*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimiento,  
Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho*

**ANEXO B-2: Sistema de levantamiento artificial (BES) instalados en el CamFanny-18B, Arena M-1 (Nov-2012)**

POZOS COMPLETADOS CON BES		
POZOS	YACIMIENTO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
FANNY-18B-01	M-1	BES
FANNY-18B-10	M-1	BES
FANNY-18B100H	M-1	BES
FANNY-18B106H	M-1	BES
FANNY-18B108H	M-1	BES
FANNY-18B-12	M-1	BES
FANNY-18B120H	M-1	BES
FANNY-18B121H	M-1	BES
FANNY-18B123H	M-1	BES
FANNY-18B124H	M-1	BES
FANNY-18B-13	M-1	BES
FANNY-18B132H	M-1	BES
FANNY-18B136H	M-1	BES
FANNY-18B137H	M-1	BES
FANNY-18B140H	M-1	BES
FANNY-18B143	M-1	BES
FANNY-18B144H	M-1	BES
FANNY-18B145H	M-1	BES
FANNY-18B150	M-1	BES
FANNY-18B151H	M-1	BES
FANNY-18B18HRE1	M-1	BES
FANNY-18B19H	M-1	BES
FANNY-18B-20	M-1	BES
FANNY-18B-21	M-1	BES
FANNY-18B-24H	M-1	BES
FANNY-18B-25	M-1	BES
FANNY-18B28	M-1	BES
FANNY-18B29	M-1	BES
FANNY-18B-37	M-1	BES
FANNY-18B38	M-1	BES
FANNY-18B42	M-1	BES
FANNY-18B-46	M-1	BES
FANNY-18B-49	M-1	BES
FANNY-18B-52	M-1	BES
FANNY-18B-53	M-1	BES
FANNY-18B-56	M-1	BES
FANNY-18B-57	M-1	BES
FANNY-18B-60	M-1	BES
FANNY-18B-61	M-1	BES
FANNY-18B-66	M-1	BES
FANNY-18B-75	M-1	BES
FANNY-18B-80	M-1	BES
FANNY-18B83	M-1	BES
FANNY-18B93H	M-1	BES
FANNY-18B94H	M-1	BES
FANNY-18B99H	M-1	BES
FANNY-18B99H	M-1	BES

*Fuente: ARCH, Subproceso de yacimientos*

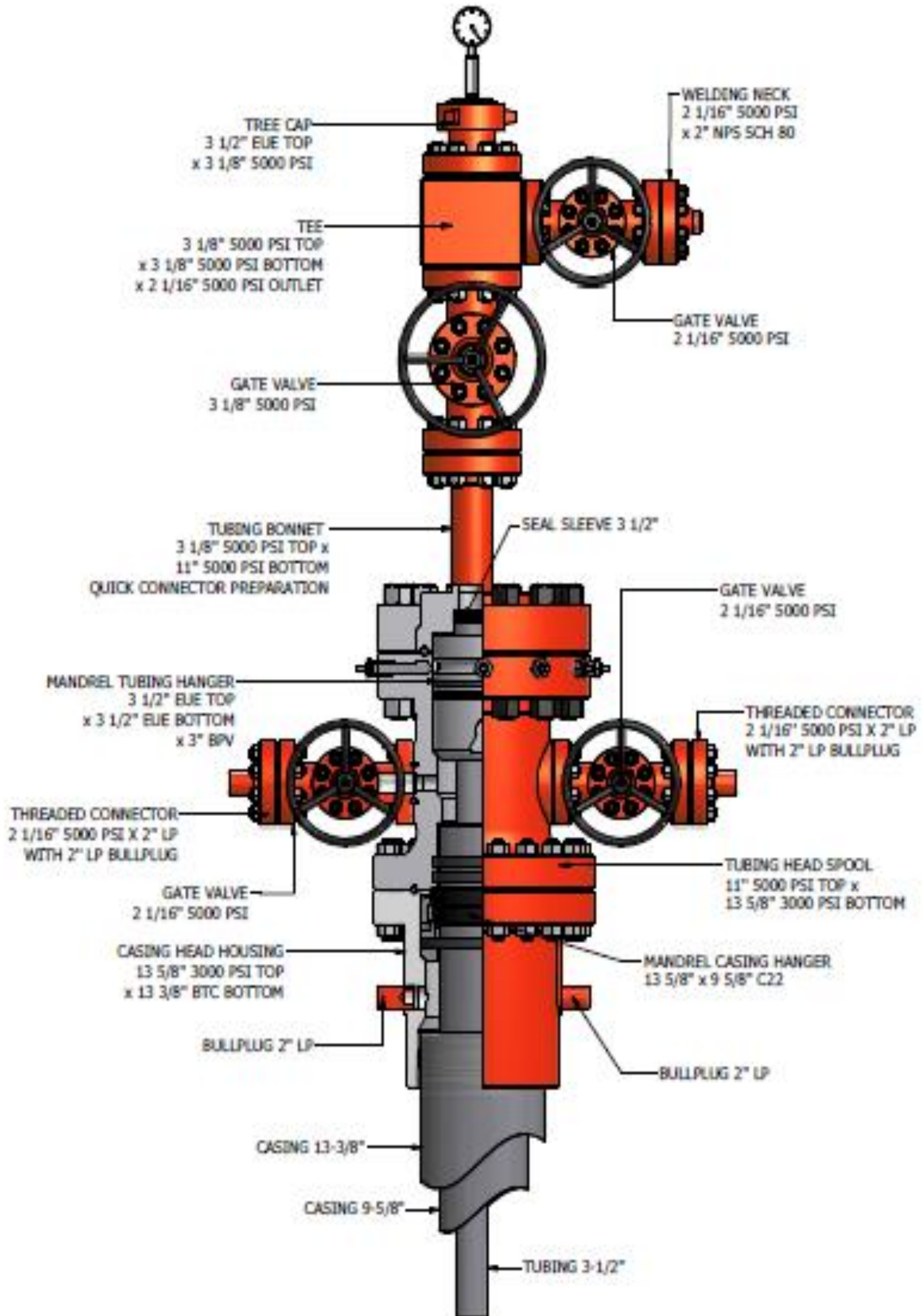
*Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

**ANEXO B-3: Sistema de levantamiento artificial (BES) instalados en el Campo Fanny 18B, Arena U inferior (Nov-2012).**

<b>POZOS COMPLETADOS CON BES</b>		
<b>POZOS</b>	<b>YACIMIENTO</b>	<b>SISTEMA DE LEVANTAMIENTO</b>
FANNY-18B109	U Inferior	BES
FANNY-18B112	U Inferior	BES
FANNY-18B115	U Inferior	BES
FANNY-18B125	U Inferior	BES
FANNY-18B126	U Inferior	BES
FANNY-18B127	U Inferior	BES
FANNY-18B128	U Inferior	BES
FANNY-18B129	U Inferior	BES
FANNY-18B135	U Inferior	BES
FANNY-18B139	U Inferior	BES
FANNY-18B141	U Inferior	BES
FANNY-18B146ST1	U Inferior	BES
FANNY-18B147	U Inferior	BES
FANNY-18B148	U Inferior	BES
FANNY-18B23RE1	U Inferior	BES
FANNY-18B43	U Inferior	BES
FANNY-18B45	U Inferior	BES
FANNY-18B-71	U Inferior	BES
FANNY-18B-79	U Inferior	BES
FANNY-18B85	U Inferior	BES
FANNY-18B87	U Inferior	BES
FANNY-18B91	U Inferior	BES
FANNY-18B92	U Inferior	BES
FANNY-18B95	U Inferior	BES
FANNY-18B98H	U Inferior	BES

*Fuente: ARCH, Subproceso de yacimientos  
Elaborado por: Sandra Chuquín, Edison Murminacho.*

ANEXO B-4: Cabezal de sistema BSCP



Fuente: Manual "Centrilift World Headquarters", BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.

**ANEXO B-5: Especificaciones y Diámetros del Cable del sistema de bombeo eléctrico sumergible (BES)**

**CPLF 5kV Plano -40°F (-40°C) hasta 257°F (125°C)**

Número de Parte	Índice kV	Tamaño Cond.	Diámetro Conductor		Diámetro Aislante		Diámetro Chaqueta		Dimensiones Totales		Peso Por	
			pulgadas	mm	pulgadas	mm	pulgadas	mm	pulgadas	mm	Lb/Pie	Kg/M
76702	5	6-1	0.162	4.11	0.348	8.84	0.424	10.77	0.534 x 1.352	13.56 x 34.34	1.39	2.07
76643	5	4-1	0.204	5.18	0.390	9.91	0.466	11.84	0.576 x 1.479	14.63 x 37.57	1.65	2.46
76700	5	2-1	0.258	6.55	0.444	11.28	0.520	13.21	0.630 x 1.640	16.00 x 41.66	2.05	3.05
76701	5	1-1	0.289	7.34	0.476	12.09	0.552	14.02	0.662 x 1.736	16.81 x 44.10	2.29	3.40

**CELF 5kV Plano -40°F (-40°C) hasta 450°F (232°C)**

Número de Parte	Índice kV	Tamaño Cond.	Diámetro Conductor		Diámetro Aislante		Diámetro Chaqueta		Dimensiones Totales		Peso Por	
			pulgadas	mm	pulgadas	mm	pulgadas	mm	pulgadas	mm	Lb/Pie	Kg/M
76680	5	6-1	0.162	4.11	0.318	8.08	0.404	10.26	0.530 x 1.340	13.46 x 34.04	1.43	2.13
76679	5	4-1	0.204	5.18	0.360	9.14	0.446	11.33	0.590 x 1.521	14.99 x 37.06	1.64	2.44
76676	5	2-1	0.258	6.55	0.414	10.52	0.500	12.70	0.656 x 1.658	16.66 x 42.12	2.11	3.14
76675	5	1-1	0.289	7.34	0.446	11.33	0.532	13.51	0.687 x 1.752	17.45 x 44.50	2.36	3.51

**CPN Plano -30°F (-34°C) hasta 250°F (96°C)**

Número de Parte	Índice kV	Tamaño Cond.	Diámetro Conductor		Diámetro Aislante		Diámetro Chaqueta		Dimensiones Totales		Peso Por	
			pulgadas	mm	pulgadas	mm	pulgadas	mm	pulgadas	mm	Lb/Pie	Kg/M
76127	5	6-1	0.162	4.11	0.348	8.84	0.474	12.04	0.604 x 1.512	15.34 x 38.41	0.89	1.33
76128	5	4-1	0.204	5.18	0.390	9.91	0.516	13.11	0.646 x 1.639	16.41 x 41.63	1.10	1.64
76418	5	2-1	0.258	6.55	0.444	11.28	0.570	14.48	0.700 x 1.800	17.78 x 45.72	1.40	2.08
76417	5	1-1	0.289	7.34	0.476	12.09	0.602	15.29	0.731 x 1.894	18.57 x 48.11	1.59	2.37

**CPN Redondo -30°F (-34°C) hasta 205°F (96°C)**

Número de Parte	Índice kV	Tamaño Cond.	Diámetro Conductor		Diámetro Aislante		Diámetro Chaqueta		Dimensiones Totales		Peso Por	
			pulgadas	mm	pulgadas	mm	pulgadas	mm	pulgadas	mm	Lb/Pie	Kg/M
76151	5	6-1	0.162	4.11	0.348	8.84	0.940	23.88	1.090	27.69	0.92	1.37
76120	5	4-1	0.204	5.18	0.390	9.91	1.030	26.16	1.180	29.97	1.15	1.71
76414	5	2-1	0.258	6.55	0.444	11.28	1.147	29.13	1.297	32.94	1.50	2.23
76413	5	1-1	0.289	7.34	0.476	12.09	1.216	30.89	1.366	34.70	1.73	2.57

*Fuente: Manual "Centrilift World Headquarters", BAKER HUGHES,  
www.bakerhughesdirect.com, CEN-06-0209 Vigente 04-07.*

**ANEXO B-6: Especificaciones de las Bombas De Cavidad Progresiva**

Pump model		Rate		Pressure		Rotor		Min. Tubing to Surface	Stator				
Imperial	Metric	bfpd rpm	m3/d rpm	psi	bar	Length (inches)	Pin size (inches)	Inches	Stator length (inches)	Stator connection (API)	Stator O.D. (inches)	Stator Asm length (inches)	Stator Asm connection (API)
25-B-0900	4-B-62	0.25	0.04	900	62	54.50	0.875 API	2.375	43.00	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	59.88	2.875 in. - 8 EUE
25-B-1300	4-B-90			1300	90	77.00			65.50			82.38	
25-B-1800	4-B-124			1800	124	98.75			87.25			104.13	
25-B-2300	4-B-158			2300	158	128.50			117.00			133.88	
25-B-2600	4-B-179			2600	179	137.50			126.00			142.88	
25-B-3600	4-B-248			3600	248	190.00			178.50			195.38	
44-B-0900	7-B-62	0.44	0.07	900	62	62.50	0.875 API	2.375	51.00	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	67.88	2.875 in. - 8 EUE
44-B-1300	7-B-90			1300	90	96.00			84.50			101.38	
44-B-1800	7-B-124			1800	124	124.75			113.25			130.13	
44-B-2300	7-B-158			2300	158	153.00			141.50			158.38	
44-B-2600	7-B-179			2600	179	181.00			169.50			186.38	
44-B-3600	7-B-248			3600	248	232.00			220.50			237.38	
65-B-0900	10-B-62	0.65	0.1	900	62	76.00			64.50	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	81.38	2.875 in. - 8 EUE
65-B-1300	10-B-90			1300	90	112.00			100.50			117.38	
65-B-1800	10-B-124			1800	124	147.00			135.50			152.38	
65-B-2300	10-B-158			2300	158	181.00			169.50			186.38	
65-B-2600	10-B-179			2600	179	210.50			199.00			215.88	
65-B-3600	10-B-248			3600	248	282.50			271.00			287.88	
95-B-0900	15-B-62	0.95	0.15	900	62	104.00	0.875 API	2.375	92.50	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	109.38	2.875 in. - 8 EUE
95-B-1300	15-B-90			1300	90	155.25			143.75			160.63	
95-B-1800	15-B-124			1800	124	206.00			194.50			211.38	
95-B-2300	15-B-158			2300	158	266.50			255.00			271.88	
95-B-2600	15-B-179			2600	179	298.50			287.00			303.88	
95-B-3600	15-B-248			3600	248	400.00			388.50			405.38	
525-F-0900	83-F-62	5.25	0.83	900	62	225.50	1.125 API	3.5	210.50	3.500 in. - 8 EUE BOX	4.5	226.50	3.500 in. - 8 EUE
525-F-1300	83-F-90			1300	90	327.50			312.50			328.50	
525-F-1800	83-F-124			1800	124	428.50			413.50			429.50	
525-F-2300	83-F-158			2300	158	530.00			515.00			531.00	

Fuente: Manual “Centrilift World Headquarters”, BAKER HUGHES, [www.bakerhughesdirect.com](http://www.bakerhughesdirect.com), CEN-06-0209 Vigente 04-07.

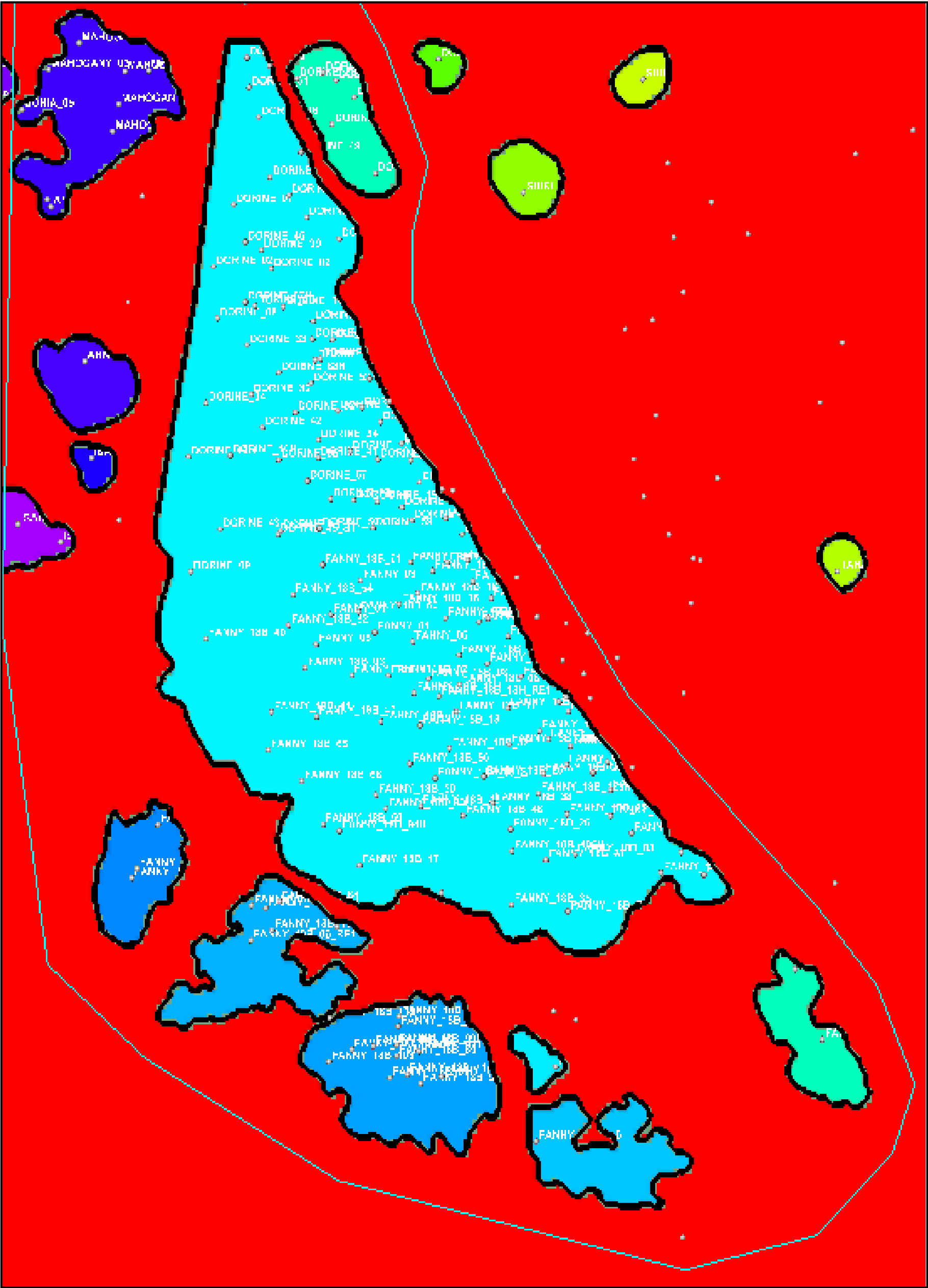






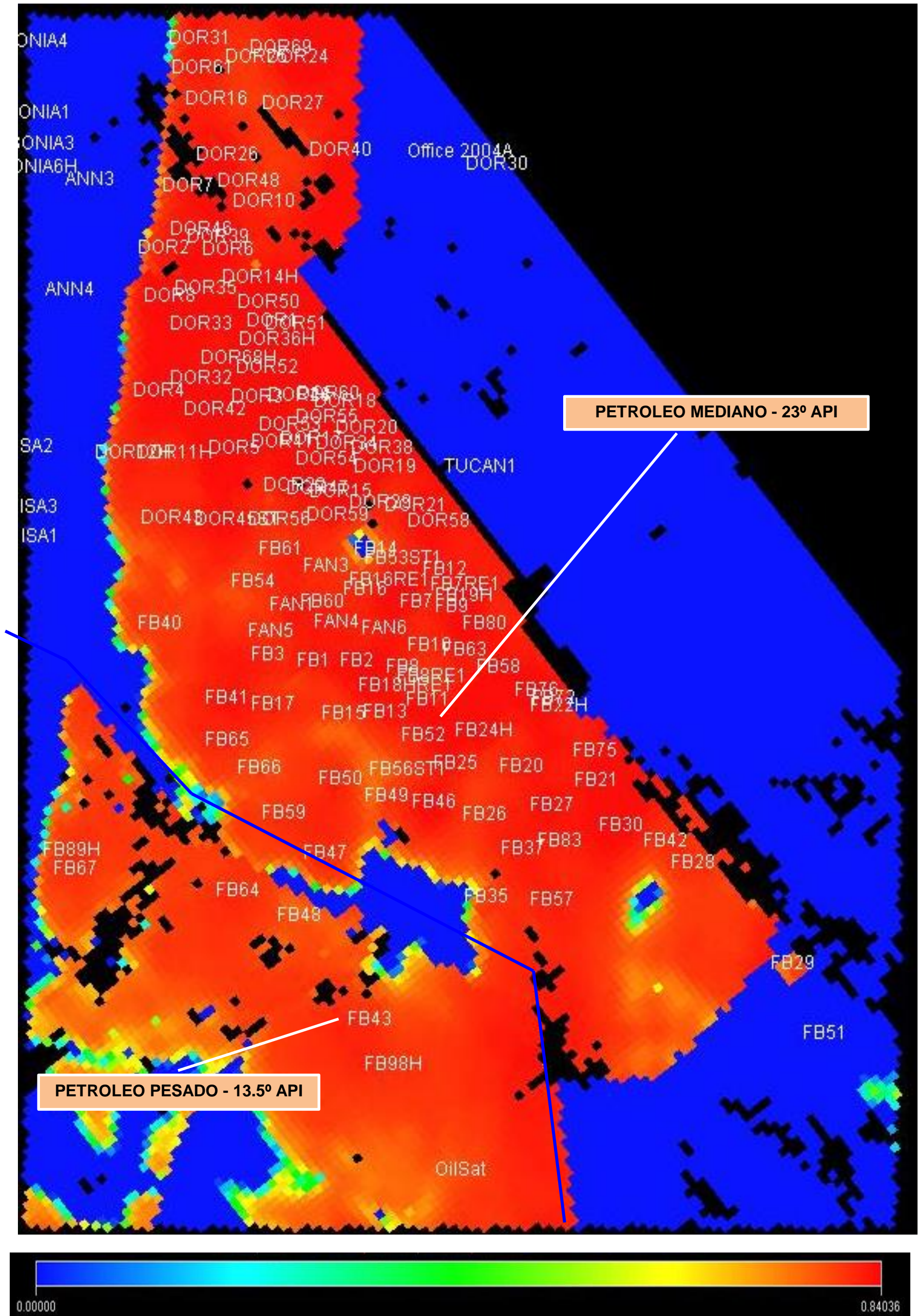


ANEXO C-2: Distribución del contacto agua petróleo (OWC) del Campo Fanny 18B mediante el modelo estático



Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano

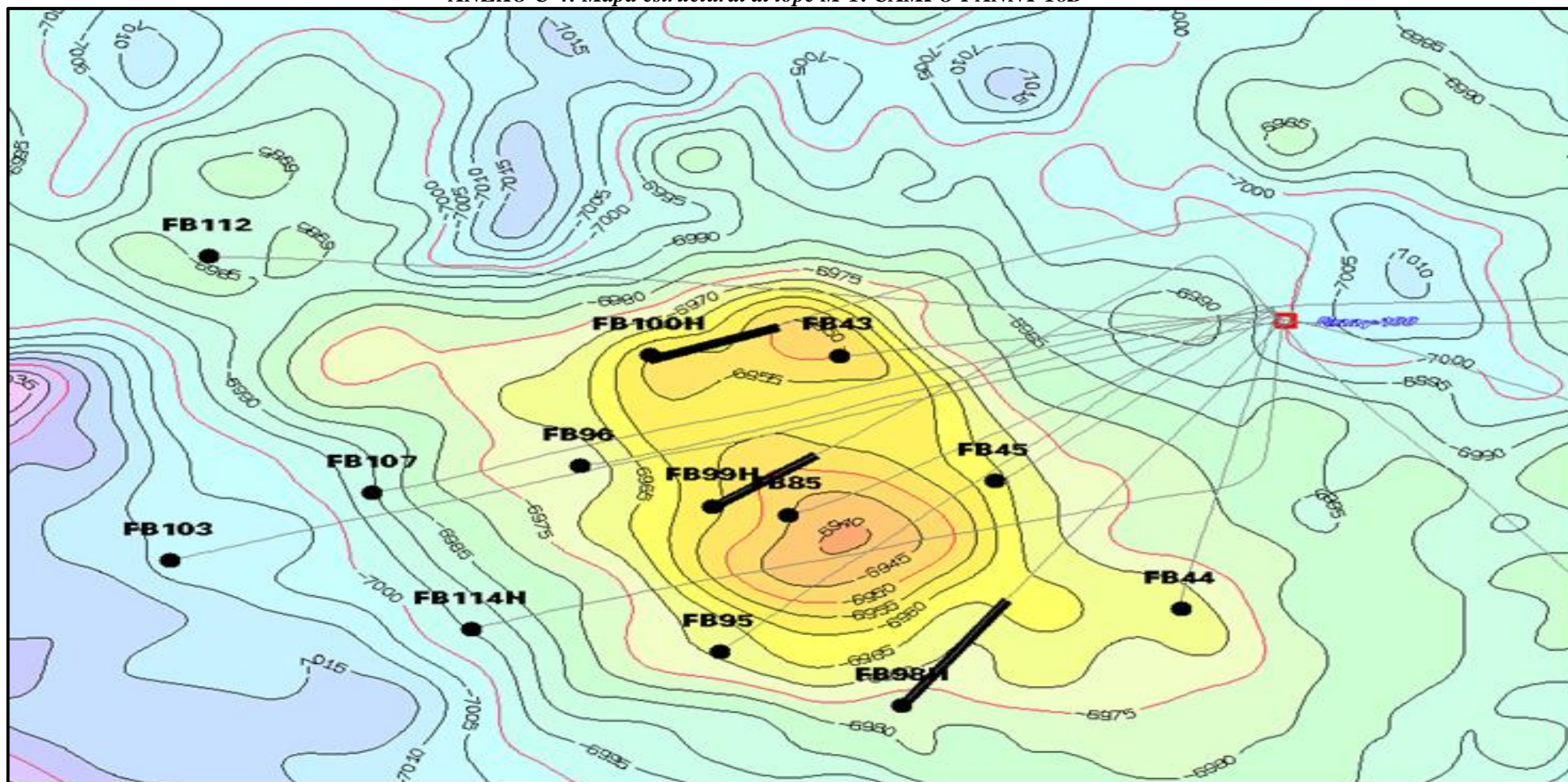
ANEXO C-3: Distribución del petróleo por su grado API: Yacimiento M-1, Campo Fanny 18B



Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano



*ANEXO C-4: Mapa estructural al tope M-1: CAMPO FANNY 18B*



*Fuente: ARCH-Subproceso de Geología y Geofísica, Ing. Joaquín Arellano*

ANEXO D-1: Diagrama de Completación del pozo: F18B-44: WO#3



WELL NAME :	FANNY 18B-44	LOCATION :	FANNY 100	DATE: 1-Mar-12
-------------	--------------	------------	-----------	----------------

GL (PIES):	748.40 ft
K.B. (PIES):	778.40 ft
KB - GL (PIES):	30.00 ft
Inicio	25-feb-12
Fin	01-mar-12

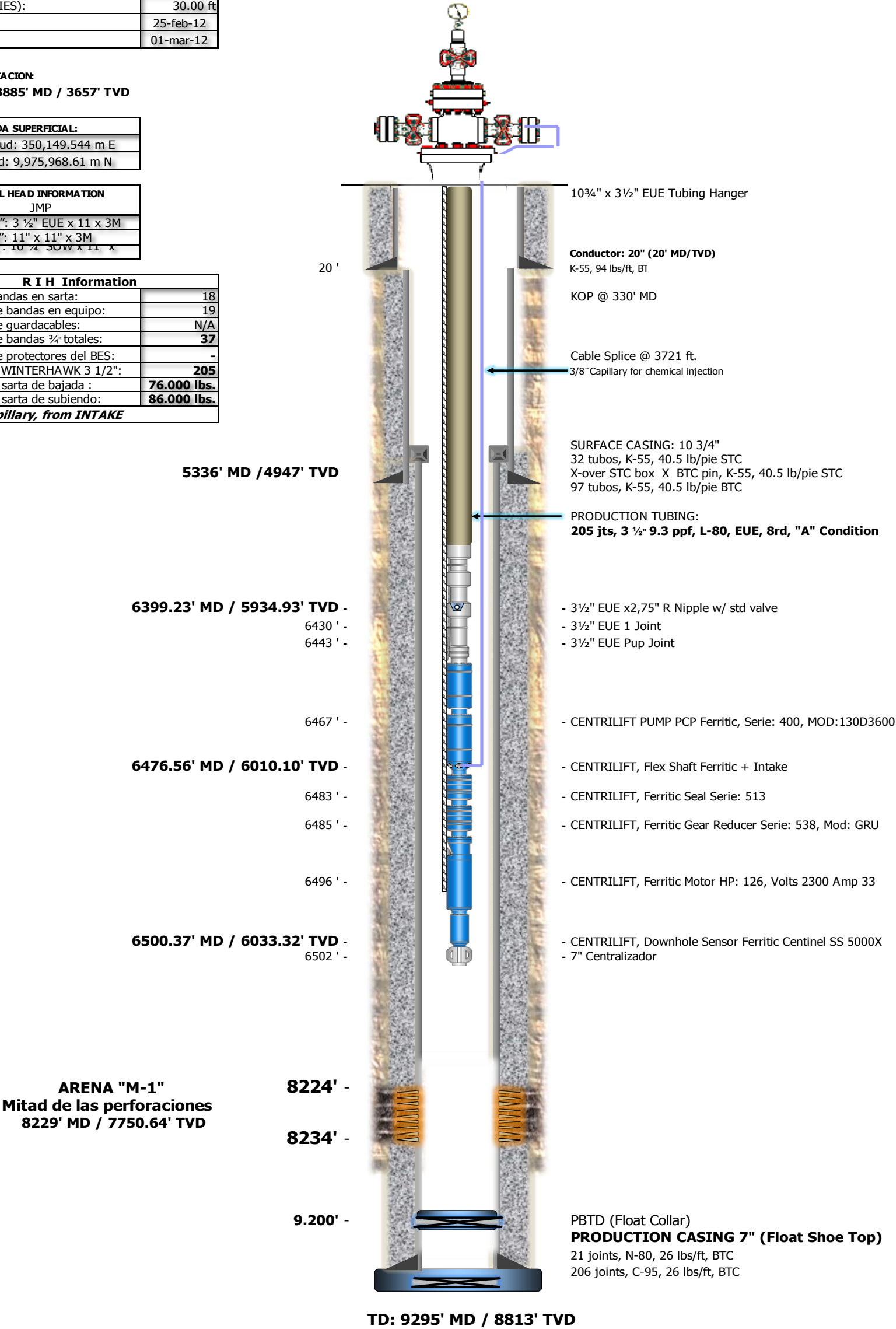
MAX. DESVIACION:  
28.8° @ 3885' MD / 3657' TVD

COORDENADA SUPERFICIAL:
Longitud: 350,149.544 m E
Latitud: 9,975,968.61 m N

WELL HEAD INFORMATION
JMP
Seccion "C": 3 1/2" EUE x 11 x 3M
Seccion "B": 11" x 11" x 3M
Seccion "A": 10 3/4" STW x 11" x 3M

R I H Information	
Número bandas en sarta:	18
Número de bandas en equipo:	19
Número de guardacables:	N/A
Número de bandas ¾" totales:	37
Número de protectores del BES:	-
Protectors WINTERHAWK 3 1/2":	205
Peso de la sarta de bajada :	76.000 lbs.
Peso de la sarta de subiendo:	86.000 lbs.
<b><i>Note: capillary, from INTAKE</i></b>	

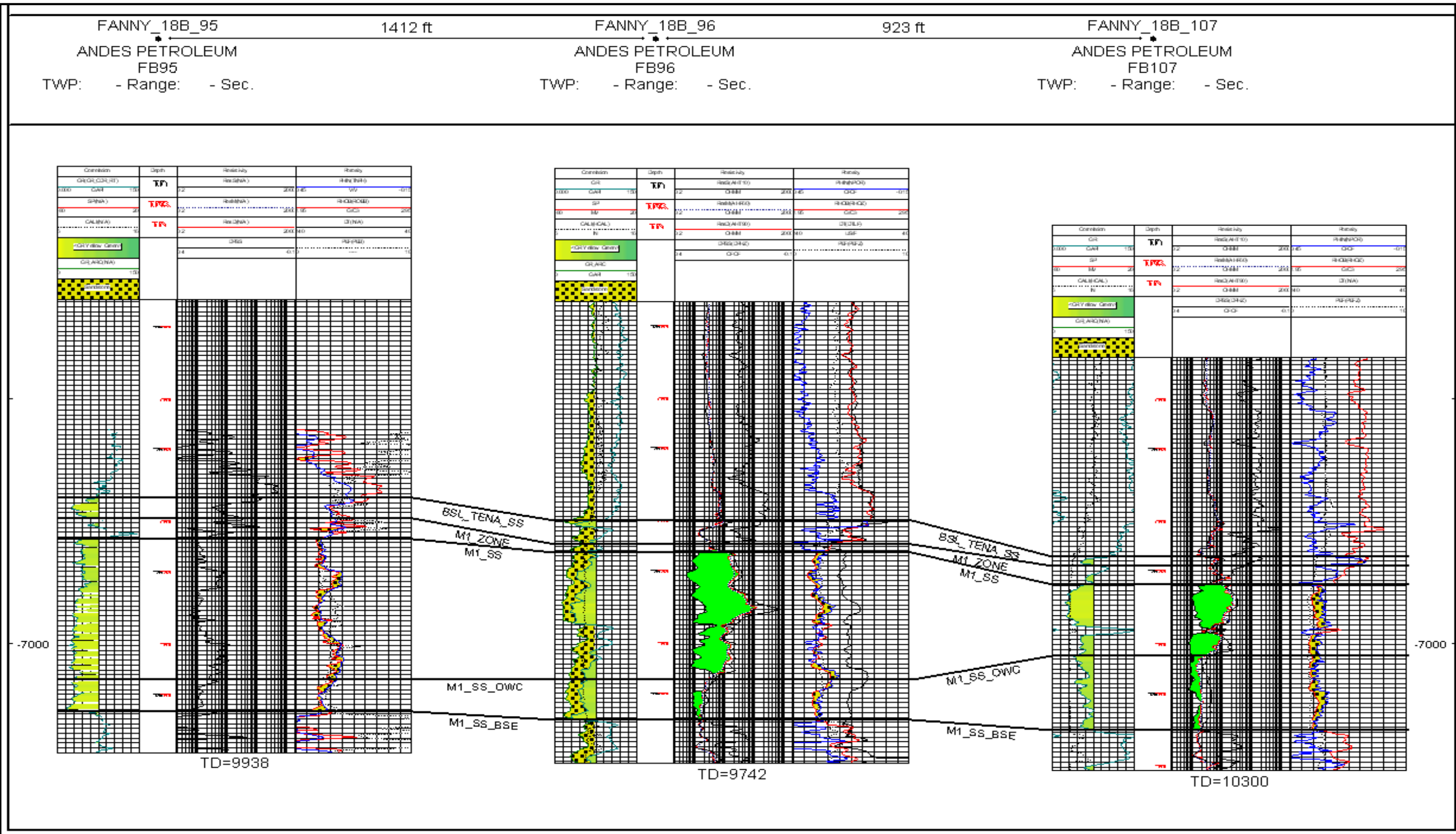
Workover # 3



Fuente: ARCH, Subproceso de Producción



**ANEXO D-2: Corte Estructural Fanny 18B-96: Yacimiento “M-1”**



*Correlación de registros eléctricos, Pozo: Fanny 18B-95, Fanny 18B-96, Fanny 18B-107*  
Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos



GL (PIES): 748.36  
K.B. (PIES): 779.5  
KB - GL (PIES): 31.14  
**INICIO WO #1** 05-jun-11  
**FIN WO #1:** 11-jun-11

**MAX. DESVIACION:** 30.66° @ 3880' MD / 3577' TVD

**COORDENADAS SUPERFICIAL:**  
350,143.934 m E  
9,975,985.925 m N

**CABEZAL VETCO GRAY**  
**Sección "C":** 3 1/2" EUE x 11 x 3M  
**Sección "B":** 11" x 11" x 3M  
**Section "A":** 10 3/4" SOW x 11" x 3M

72' - Conductor: 20" (72' MD, 72' TVD)  
K-55, 94 lbs/ft, BTC ( ID: 19.1 )

5455' MD / 4945' TVD - SURFACE CASING: 10 3/4"  
K-55, 40.5 lb/pie BTC. Inclination @ Shoe 34°

3/8" Capillary to Flex Shaft (w/ Intake) @ 7157.87'

7087.13' -  
**7088.18' MD / 6386.30' TVD** -  
7119.64' -  
7123.85' -  
7148.51' -  
**7157.87' MD / 6447.74' TVD** -  
7164.76' -  
7166.59' -  
7177.59' -  
**7181.69' MD / 6468.55' TVD** -  
7183.25' -

- 224 Joints 3-1/2" EUE 9.3 ppf L-80 (inspected)  
- **3-1/2" No-Go Nipple (2.75") (new)**  
- 3-1/2" Jt EUE 9.3 ppf L-80 (inspected)  
- 3-1/2" Pup Jt EUE 9.3 ppf L-80 tubing (new)  
- Single Pump ESPCP 130-D-3600-LT3000, S/N 11809483, S400  
- **Flex Shaft (w/ Intake) S/N 11774353, S513**  
- Seal GSB3DBUTPC401H17HVPFSFERIL, S/N 11763997, S513  
- Gear Reducer 11.42/1, S/N 11750219, S562  
- Single Motor 126 HP/ 2300 V / 33 Amp, KMHGX, S/N 11876671, S562  
- **Sensor Centinel 5000X S/N 11778106, S450**  
- 7" Centralizer Btm

**Mitad de las perforaciones**  
**8644' MD / 7748' TVD**

**8638'**

**8650'**

**ARENA "M-1"**  
Cargas Extra DP @ 12 DPP

**CIBP @ 9400' CR**

**Mitad de las perforaciones**  
**9465.50' MD / 8518.6' TVD**

**9458' -**

**9473' -**

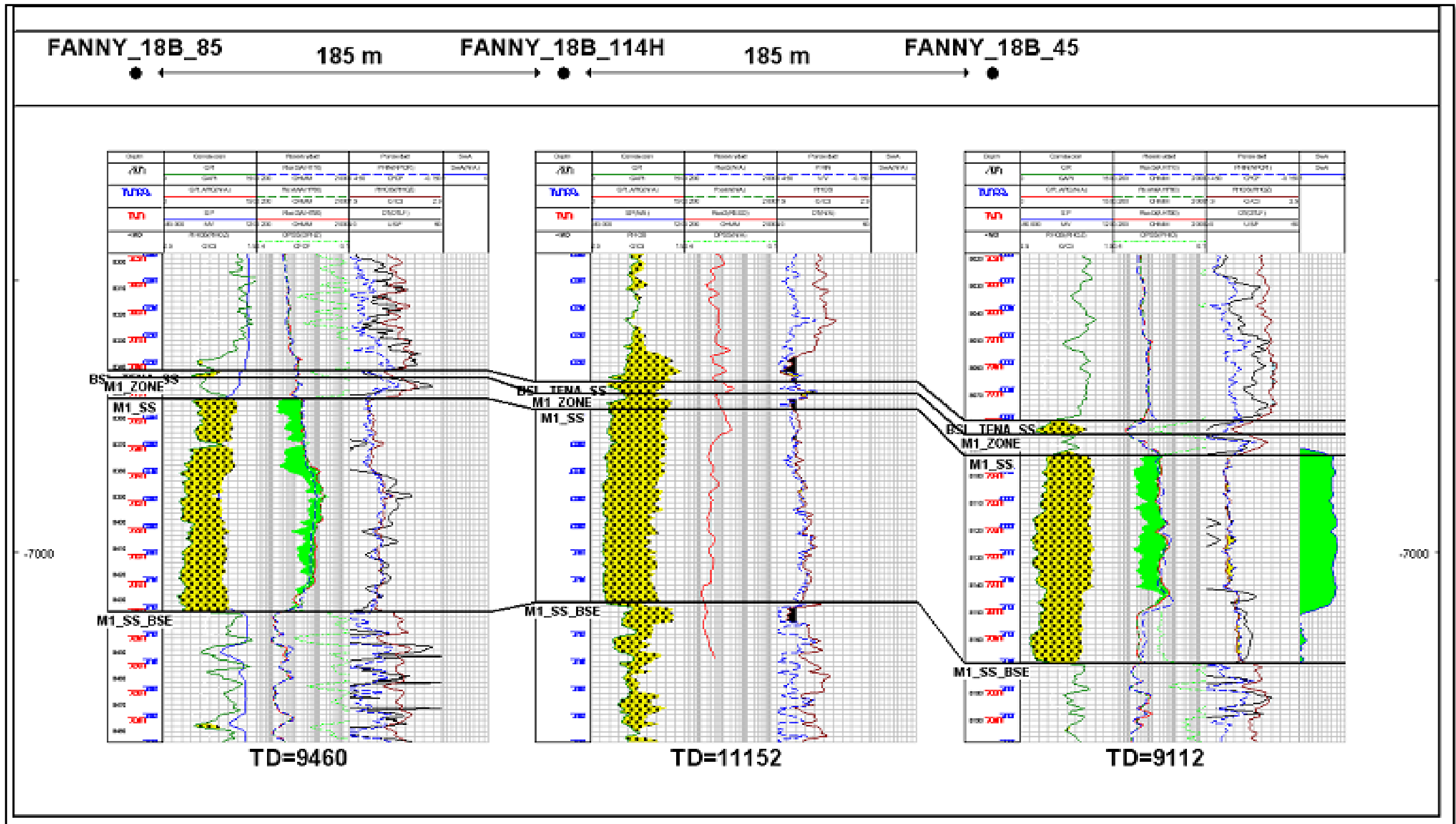
**ARENA "U INFERIOR"**  
Sistema PURE PJ 4512 HMX, 12spf

9655' MD / 8702' TVD - PBTD (Float Collar)

9740' MD / 8765' TVD - PRODUCTION CASING 7" (Float Shoe Top)  
C-95, 26 lbs/ft, BTC. Inclination @ Shoe: 12.5°

**TD: 9742' MD / 8787' TVD**

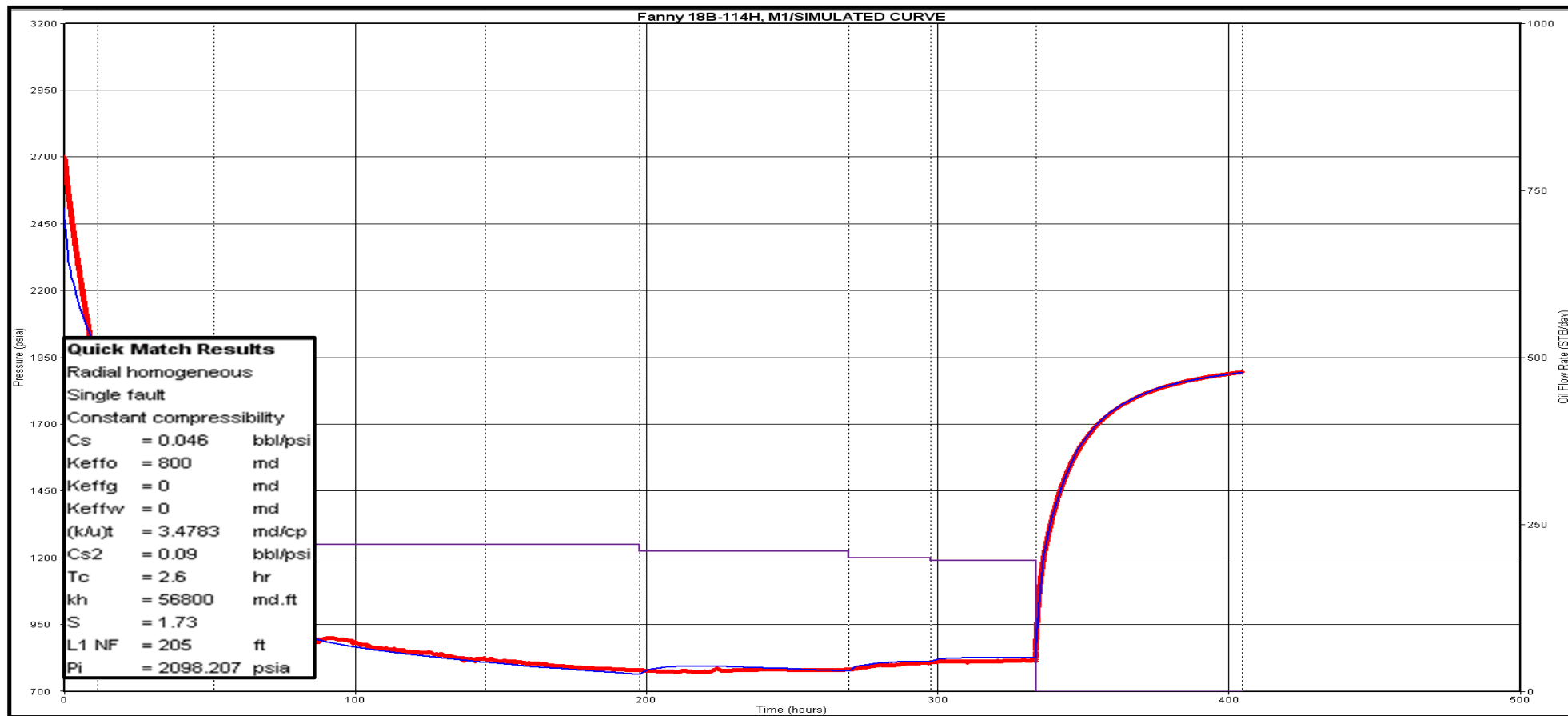
ANEXO D-4: Corte Estructural Fanny 18B-114HST1: Yacimiento "M-1"



Correlación de registros eléctricos, Pozo: Fanny 18B-85, Fanny 18B-114HST1, Fanny 18B-45

Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos

### ANEXO D-5: Prueba Build-Up, Pozo Fanny 18B-114HST1-Yacimiento M-1

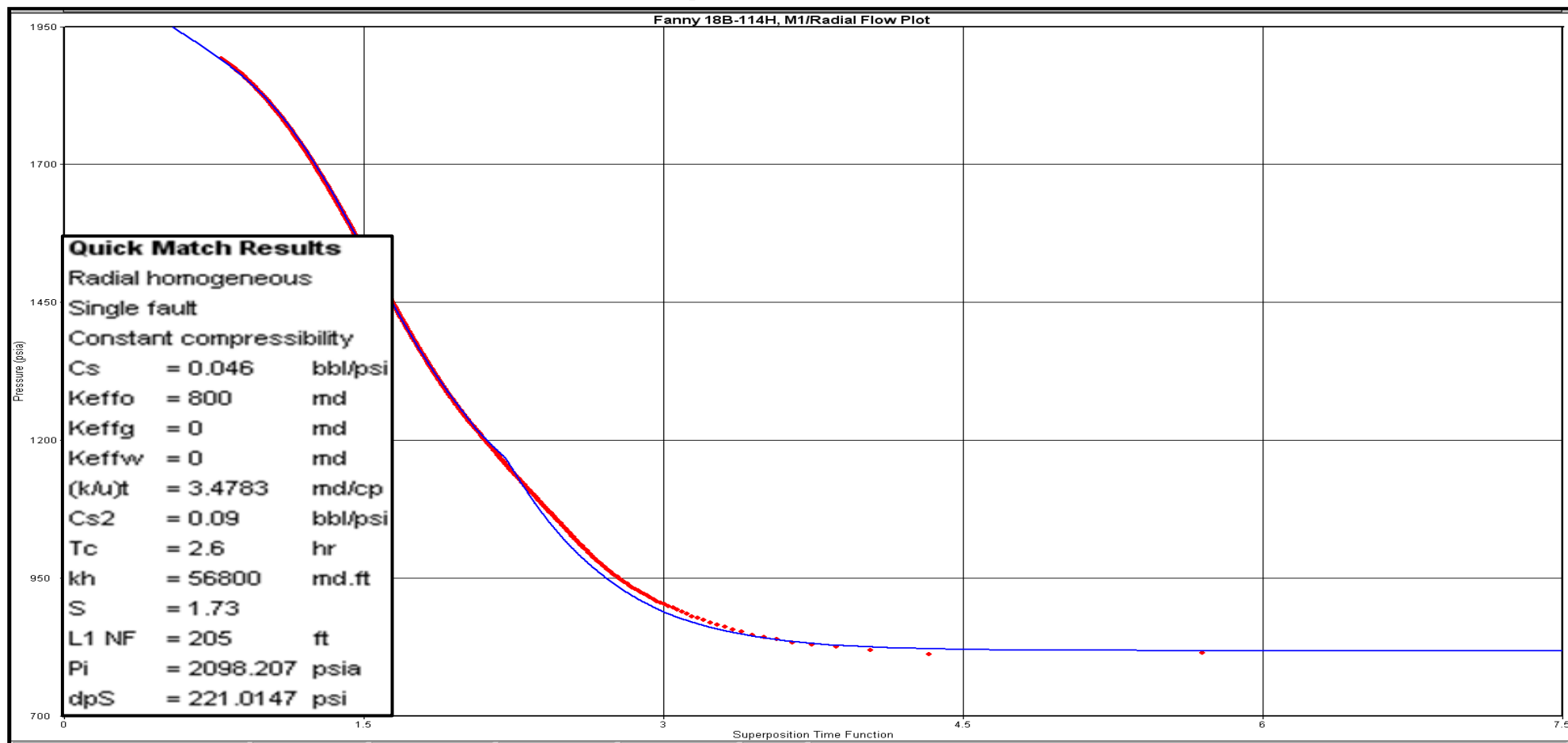


*Curva: Cierre del pozo Fanny 18B-114HST1, Mayo-2011*

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*



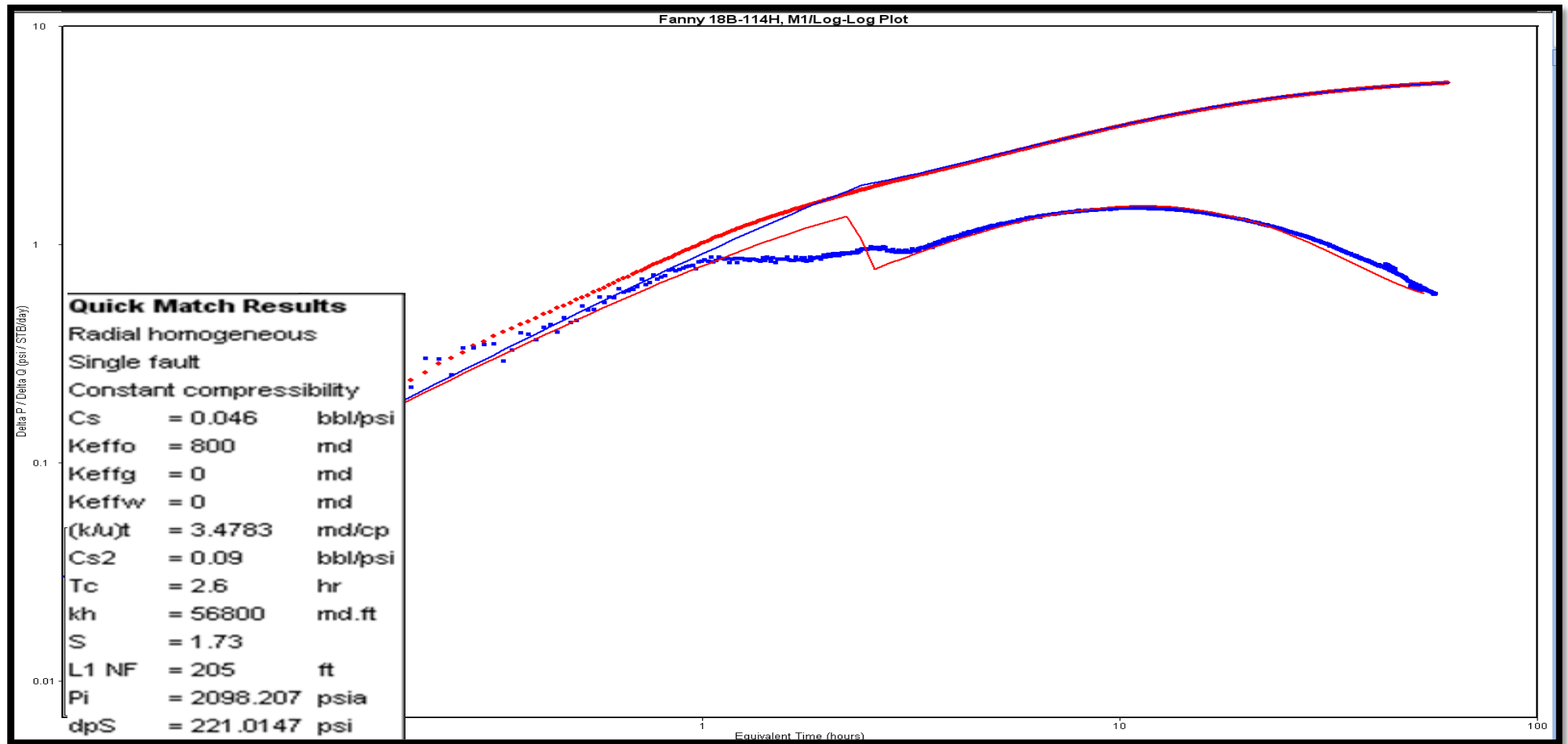
**ANEXO D-6: Prueba Build-Up, Pozo Fanny 18B-114HST1-Yacimiento M-1**



**Curva Gráfico de Horner, pozo Fanny 18B-114HST1, Mayo-2011**

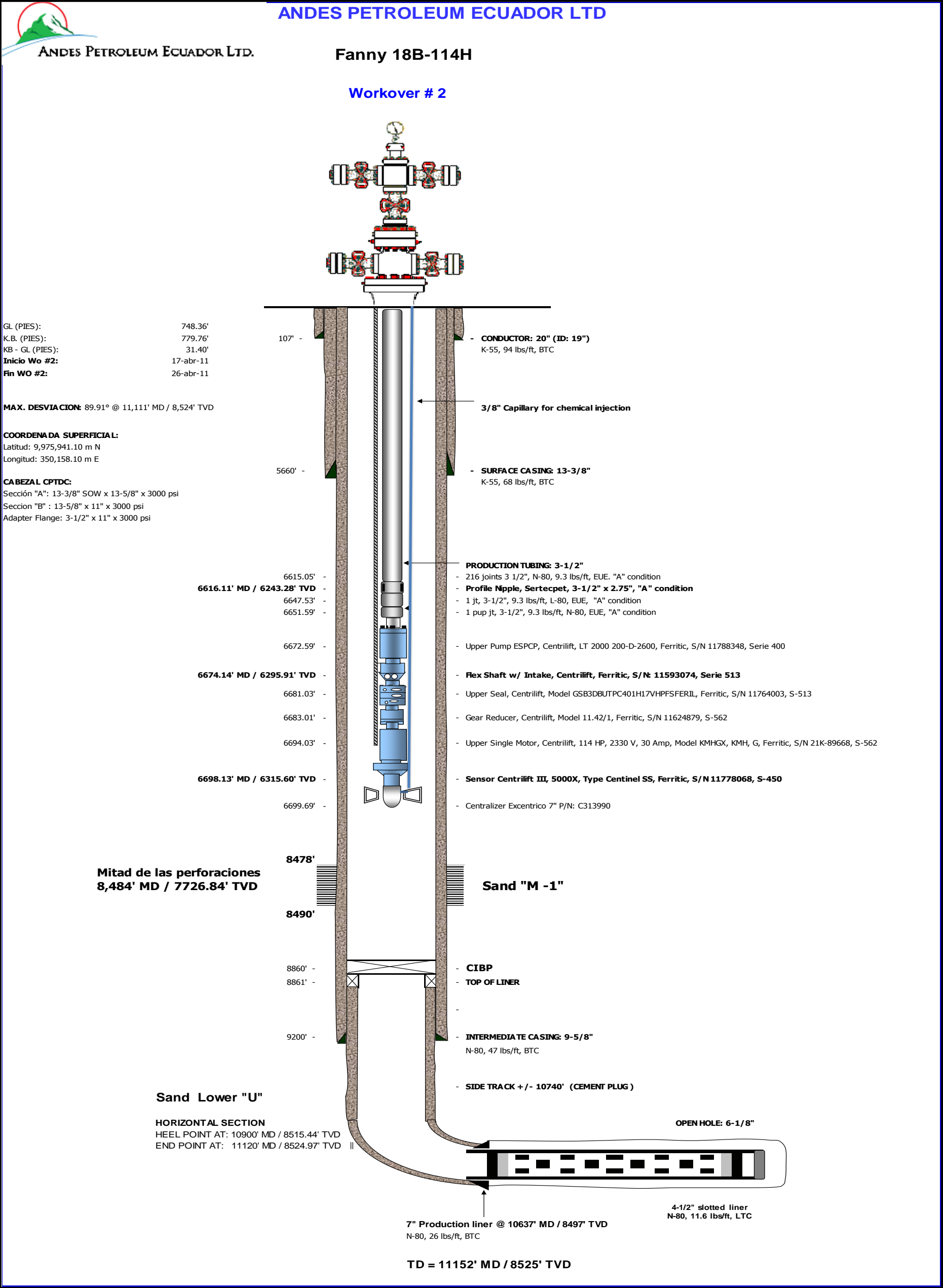
*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

### ANEXO D-7: Curva Tipo y La Derivada



*Curva Tipo (Azul) y derivada (Rojo): Yacimiento M-1: Pozo Fanny 18B 114HTS1, Mayo-2011*

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*



**ANEXO E-1: Análisis de sensibilidades: Bomba 130-D-3600, Fanny 18B\_44.**

Sensitivity Analysis - Expected well and equipment conditions										
Freq	Qd	PIP	Gip	Pperf	Fspeed	MtrLoad	MtrA	SurfKVA	SurfV	Limits
Hz	BPD	psi	%	psi	ft/sec	%	A	SurfKVA	V	
40	243	1476	0	2187	0.371	32.77	14.87	32.45	1260	ARRANQUE
41	249	1465	0	2177	0.38	32.33	14.74	32.9	1288	
42	255	1454	0	2166	0.389	31.91	14.62	33.35	1317	
43	261	1443	0	2155	0.399	31.51	14.51	33.81	1345	
44	267	1432	0	2144	0.408	31.14	14.41	34.27	1373	TRABAJO
45	273	1422	0	2133	0.417	30.79	14.31	34.73	1402	
46	279	1411	0	2122	0.427	30.45	14.21	35.2	1430	
47	286	1400	0	2111	0.436	30.14	14.12	35.68	1459	
48	292	1389	0	2100	0.445	29.83	14.09	36.31	1488	
49	298	1378	0	2089	0.455	29.55	14.1	37.08	1519	
50	304	1367	0	2078	0.464	29.28	14.1	37.84	1549	
51	310	1356	0	2067	0.473	29.02	14.11	38.61	1580	
52	316	1345	0	2056	0.482	28.78	14.12	39.37	1610	
53	322	1334	0	2045	0.492	28.55	14.12	40.13	1641	
54	328	1323	0	2034	0.501	28.32	14.13	40.89	1671	
55	334	1312	0	2024	0.51	28.12	14.13	41.66	1702	
56	340	1301	0	2013	0.52	27.92	14.14	42.42	1732	
57	346	1290	0	2002	0.529	27.73	14.14	43.18	1763	
58	353	1280	0	1991	0.538	27.55	14.15	43.94	1793	
59	359	1269	0	1980	0.547	27.38	14.15	44.71	1824	
60	365	1258	0	1969	0.557	27.21	14.16	45.47	1854	HZ MAX

*Fuente: ARCH, Subproceso de Yacimientos*

**ANEXO E-2: Análisis de sensibilidades: Bomba 130-D-3600, Fanny 18B-96.**

<b>Sensitivity Analysis - Expected well and equipment conditions</b>										
Freq	Qd	PIP	Gip	Pperts	Fspeed	MtrlLoad	MtrA	SurfKVA	SurfV	Limits
Hz	BPD	psi	%	psi	ft/sec	%	A	SurfKVA	V	
40	236	1368	0	1891	0.36	34.74	15.42	34.27	1283	ARRANQUE
41	242	1350	0	1872	0.369	34.31	15.3	34.76	1312	
42	248	1332	0	1854	0.378	33.9	15.18	35.25	1340	
43	254	1313	0	1836	0.387	33.52	15.08	35.74	1369	
44	259	1295	0	1817	0.396	33.16	14.97	36.24	1397	
45	265	1277	0	1799	0.405	32.82	14.88	36.75	1426	TRABAJO
46	271	1258	0	1781	0.414	32.5	14.79	37.26	1455	
47	277	1240	0	1762	0.423	32.2	14.7	37.78	1483	
48	283	1222	0	1744	0.432	31.91	14.62	38.31	1512	
49	289	1203	0.15	1726	0.442	31.65	14.55	38.84	1541	
50	294	1188	0.395	1710	0.451	31.38	14.48	39.36	1570	
51	299	1171	0.655	1694	0.46	31.13	14.41	39.89	1599	
52	304	1155	0.919	1677	0.469	30.9	14.34	40.42	1628	
53	310	1139	1.188	1661	0.478	30.68	14.28	40.96	1656	
54	315	1123	1.462	1646	0.488	30.46	14.22	41.5	1685	
55	320	1108	1.741	1630	0.497	30.25	14.16	42.04	1714	
56	325	1092	2.025	1614	0.506	30.07	14.1	42.59	1743	
57	330	1077	2.313	1599	0.515	29.89	14.09	43.27	1773	
58	335	1061	2.606	1583	0.525	29.71	14.09	44.03	1804	
59	340	1046	2.903	1568	0.534	29.55	14.1	44.78	1834	
60	344	1031	3.204	1553	0.543	29.39	14.1	45.54	1865	MSX AHZ

*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Coordinación de Exploración y Explotación, ARCH*

**ANEXO E-3: Análisis de sensibilidades: Bomba 200-D-2600 \_ Fanny 18B-114HST1.**

Freq (Hz)	Flow (BPD)	PIP (psi)	GIP (%)	Pperfs (psi)	Fspeed (ft/sec)	MtrLoad (%)	MtrA (A)	SurfKVA	SurfV (V)	Limits
40	363	1247	4.031	1843	0.12	39.95	15.44	34.89	1304	ARRANQUE
41	372	1223	4.12	1819	0.123	39.72	15.39	35.58	1334	
42	381	1201	4.206	1796	0.126	39.49	15.34	36.27	1365	
43	390	1178	4.296	1774	0.13	39.29	15.3	36.96	1395	
44	398	1156	4.387	1751	0.133	39.11	15.26	37.67	1425	
45	407	1134	4.482	1729	0.137	38.94	15.22	38.38	1456	
46	415	1112	4.581	1706	0.14	38.79	15.19	39.1	1486	
47	424	1090	4.684	1684	0.144	38.65	15.16	39.82	1517	
48	432	1068	4.79	1662	0.147	38.53	15.13	40.56	1547	
49	440	1046	4.9	1639	0.151	38.43	15.11	41.29	1578	TRABAJO
50	449	1024	5.013	1617	0.154	38.33	15.09	42.04	1609	
51	457	1003	5.131	1595	0.158	38.24	15.07	42.79	1640	
52	465	981	5.253	1574	0.162	38.17	15.05	43.55	1671	
53	474	960	5.379	1552	0.166	38.11	15.04	44.32	1702	
54	482	939	5.51	1530	0.169	38.05	15.03	45.09	1733	
55	490	918	5.645	1509	0.173	38.01	15.02	45.87	1764	
56	498	897	5.786	1488	0.177	37.97	15.01	46.65	1795	
57	506	877	5.931	1467	0.181	37.94	15.0	47.44	1826	
58	514	856	6.082	1446	0.185	37.91	14.99	48.23	1857	
59	522	836	6.239	1425	0.189	37.89	14.99	49.03	1888	
60	530	815	6.345	1404	0.193	37.88	14.99	49.83	1920	MAX HZ

*Fuente: Subproceso de Yacimientos, Coordinación de Exploración y Explotación, ARCH*

**ANEXO F-1: Análisis Económico: Flujo de Caja para el pozo Fanny 18B\_44.**

PERIODOS	MESES	PRODUCCION	PRECIO DE CONTRATO	INGRESO BRUTO DEL CONTRATO	INGRESO*	EGRESOS	FLUJO NETO DE CAJA	FLUJO NETO DE CAJA ACUMULATIVO
N		BLS/MENSUAL	USD/BLS	USD/MESUAL	-25%	USD	USD	USD
0	-	-	-	-	-	\$ (438,660.70)	-	\$ (438,660.70)
1	31/10/2007	2,608.50	35	\$ 91,297.50	\$ 68,473.13	\$ (370,187.58)	-	\$ (370,187.58)
2	30/11/2007	9,442.90	35	\$ 330,501.51	\$ 247,876.14	\$ (122,311.44)	-	\$ (122,311.44)
3	31/12/2007	10,083.60	35	\$ 352,925.99	\$ 264,694.49	-	\$ 142,383.05	\$ 142,383.05
4	31/01/2008	9,786.60	35	\$ 342,530.99	\$ 256,898.24	-	\$ 256,898.24	\$ 399,281.29
5	29/02/2008	8,955.10	35	\$ 313,428.49	\$ 235,071.36	-	\$ 235,071.36	\$ 634,352.65

*\* Ingreso correspondiente al descuento del 25% del margen de soberanía.*

**Fuente: Subproceso de Producción, Coordinación de Exploración y Explotación, ARCH**  
*Elaborado: Sandra Chuquín - Edison Murminacho*

**ANEXO F-2: Análisis Económico: Flujo de Caja para el pozo Fanny 18B\_96.**

PERIODOS	MESES	PRODUCCION MENSUAL	PRECIO DE CONTRATO	INGRESOS BRUTO DE CONTRATO	INGRESOS*	EGRESOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACUMULATIVO
N		BLS	USD/BLS	USD	-25%	USD	USD	USD
0	-	-	-	-	-	\$ (438,660.70)	-	\$ (438,660.70)
1	30/06/2011	3,598.50	35	\$ 125,947.50	\$ 94,460.63	\$ (344,200.08)	-	\$ (344,200.08)
2	31/07/2011	5,230.60	35	\$ 183,071.00	\$ 137,303.25	\$ (206,896.82)	-	\$ (206,896.82)
3	31/08/2011	5,095.70	35	\$ 178,349.51	\$ 133,762.13	\$ (73,134.69)	-	\$ (73,134.69)
4	30/09/2011	5,058.42	35	\$ 177,044.70	\$ 132,783.52	-	\$ 59,648.83	\$ 59,648.83
5	31/10/2011	5,544.70	35	\$ 194,064.51	\$ 145,548.38	-	\$ 145,548.38	\$ 205,197.21
6	30/11/2011	6,511.10	35	\$ 227,888.50	\$ 170,916.38	-	\$ 170,916.38	\$ 376,113.59
7	31/12/2011	6,623.00	35	\$ 231,805.00	\$ 173,853.75	-	\$ 173,853.75	\$ 549,967.34
8	31/01/2012	6,716.60	35	\$ 235,081.00	\$ 176,310.75	-	\$ 176,310.75	\$ 726,278.09
9	29/02/2012	6,183.23	35	\$ 216,413.05	\$ 162,309.79	-	\$ 162,309.79	\$ 888,587.88
10	31/03/2012	5,773.32	35	\$ 202,066.19	\$ 151,549.65	-	\$ 151,549.65	\$ 1,040,137.52
11	30/04/2012	3,195.39	35	\$ 111,838.65	\$ 83,878.98	-	\$ 83,878.98	\$ 1,124,016.51
12	31/05/2012	2,694.50	35	\$ 94,307.50	\$ 70,730.63	-	\$ 70,730.63	\$ 1,194,747.13
13	30/06/2012	2,009.94	35	\$ 70,347.90	\$ 52,760.92	-	\$ 52,760.92	\$ 1,247,508.06
14	31/07/2012	2,085.46	35	\$ 72,991.10	\$ 54,743.32	-	\$ 54,743.32	\$ 1,302,251.38
15	31/08/2012	2,549.18	35	\$ 89,221.30	\$ 66,915.97	-	\$ 66,915.97	\$ 1,369,167.35
16	30/09/2012	2,458.27	35	\$ 86,039.45	\$ 64,529.59	-	\$ 64,529.59	\$ 1,433,696.94
17	31/10/2012	2,473.55	35	\$ 86,574.25	\$ 64,930.69	-	\$ 64,930.69	\$ 1,498,627.63
18	30/11/2012	2,084.79	35	\$ 72,967.65	\$ 54,725.74	-	\$ 54,725.74	\$ 1,553,353.37
19	31/12/2012	1,788.51	35	\$ 62,597.85	\$ 46,948.39	-	\$ 46,948.39	\$ 1,600,301.76
20	31/01/2013	2,019.66	35	\$ 70,688.10	\$ 53,016.08	-	\$ 53,016.08	\$ 1,653,317.83

\* Ingreso correspondiente al descuento del 25% del margen de soberanía.

**Fuente: Subproceso de Producción, Coordinación de Exploración y Explotación, ARCH**  
*Elaborado: Sandra Chuquín - Edison Murminacho*



**ANEXO F-3: Análisis Económico: Flujo de Caja para el pozo Fanny 18B\_114HST1.**

PERIODOS	MESES	PRODUCCION. MENSUAL	PRECIO DE CONTRATO	INGRESOS BRUTO DE CONTRATO	INGRESO*	EGRESOS	UTILIDADES	FLUJO DE CAJA
N		BLS	USD/BLS	USD/MES	-25%	USD/MES	USD	USD
0	-	-	-	-	-	\$ (438,660.70)	-	\$ (438,660.70)
1	30/04/2011	374.50	35	\$ 13,107.50	\$ 9,830.63	\$ (428,830.08)	-	\$ (428,830.08)
2	31/05/2011	5598.70	35	\$ 195,954.51	\$ 146,965.88	\$ (281,864.19)	-	\$ (281,864.19)
3	30/06/2011	5499.80	35	\$ 192,492.99	\$ 144,369.74	\$ (137,494.45)	-	\$ (137,494.45)
4	31/07/2011	7190.00	35	\$ 251,650.00	\$ 188,737.50	\$ 51,243.05	\$ 51,243.05	\$ 51,243.05
5	31/08/2011	7640.77	35	\$ 267,426.95	\$ 200,570.21	-	\$ 200,570.21	\$ 251,813.26
6	30/09/2011	7498.33	35	\$ 262,441.55	\$ 196,831.16	-	\$ 196,831.16	\$ 448,644.43
7	31/10/2011	7646.60	35	\$ 267,631.00	\$ 200,723.25	-	\$ 200,723.25	\$ 649,367.68
8	30/11/2011	7256.00	35	\$ 253,960.00	\$ 190,470.00	-	\$ 190,470.00	\$ 839,837.68
9	31/12/2011	7408.50	35	\$ 259,297.50	\$ 194,473.13	-	\$ 194,473.13	\$ 1,034,310.81
10	31/01/2012	7509.30	35	\$ 262,825.49	\$ 197,119.12	-	\$ 197,119.12	\$ 1,231,429.93
11	29/02/2012	6912.96	35	\$ 241,953.60	\$ 181,465.20	-	\$ 181,465.20	\$ 1,412,895.12
12	31/03/2012	7535.80	35	\$ 263,752.99	\$ 197,814.74	-	\$ 197,814.74	\$ 1,610,709.87
13	30/04/2012	7186.43	35	\$ 251,525.06	\$ 188,643.79	-	\$ 188,643.79	\$ 1,799,353.66
14	31/05/2012	7331.90	35	\$ 256,616.50	\$ 192,462.37	-	\$ 192,462.37	\$ 1,991,816.03
15	30/06/2012	8812.17	35	\$ 308,425.95	\$ 231,319.46	-	\$ 231,319.46	\$ 2,223,135.49
16	31/07/2012	8909.13	35	\$ 311,819.55	\$ 233,864.66	-	\$ 233,864.66	\$ 2,457,000.15
17	31/08/2012	7409.74	35	\$ 259,340.91	\$ 194,505.68	-	\$ 194,505.68	\$ 2,651,505.83
18	30/09/2012	7012.80	35	\$ 245,447.99	\$ 184,085.99	-	\$ 184,085.99	\$ 2,835,591.83
19	31/10/2012	7022.47	35	\$ 245,786.46	\$ 184,339.84	-	\$ 184,339.84	\$ 3,019,931.67
20	30/11/2012	7046.56	35	\$ 246,629.60	\$ 184,972.20	-	\$ 184,972.20	\$ 3,204,903.87
21	31/12/2012	7292.50	35	\$ 255,237.50	\$ 191,428.13	-	\$ 191,428.13	\$ 3,396,332.00

\* Ingreso correspondiente al descuento del 25% del margen de soberanía.

**Fuente: Subproceso de Producción, Coordinación de Exploración y Explotación, ARCH**  
Elaborado: Sandra Chuquín - Edison Murminacho

**ANEXO G-1:**

**(CURRICULUM VITAE)**

**SANDRA MARLENE CHUQUIN QUITO**



**INFORMACIÓN PERSONAL**

---

<b>Lugar de nacimiento:</b>	Ibarra- Imbabura
<b>Nacionalidad:</b>	Ecuatoriana
<b>Estado civil:</b>	Soltera
<b>Cedula de ciudadanía:</b>	100286049-0
<b>Lugar y Dirección de Residencia:</b>	Quito – Pichincha; Avenida la Gasca y Mena de Valenzuela.
<b>Teléfonos:</b>	Domicilio: 062950658 Móvil: 0984391234 - 0997078595
<b>Email:</b>	sandryta_mar27@hotmail.com sandryta_ingp27@yahoo.com

**ESTUDIOS REALIZADOS**

---

<b>Estudios Primarios:</b>	Escuela Madre Teresa Bacq
<b>Estudios Secundarios:</b>	Unidad Educativa Particular “Oviedo”
<b>Especialidad:</b>	Físico Matemático
<b>Título obtenido:</b>	Bachiller en Ciencias
<b>Estudios Superior:</b>	Universidad Central del Ecuador
<b>Especialidad:</b>	Ingeniería en Petróleos

**IDIOMAS REALIZADOS:**

---

<b>Inglés:</b>	Nivel: Intermedio
<b>Francés:</b>	Nivel: Intermedio

## **PARTICIPACIÓN ESTUDIANTIL:**

---

Miembro Activo de la Society of Petroleum Engineers Chapter Student

## **SEMINARIOS Y CURSOS REALIZADOS:**

---

- ✓ **JORNADAS TECNICAS BAKER HUGHES**, Dictado por: BAKER HUGHES, Realizado: 7, 8 y 9 de Abril del 2010.
- ✓ **ENCUENTRO DE PETROLEO- ECUADOR 2010**, Dictado por: ESCUELA DE PETRÓLEOS- EPN, Realizado: 22-24 de Noviembre del 2010.
- ✓ **II ENCUENTRO DEL PETROLEO-ECUADOR 2011**, Dictado: EP- PETROECUADOR Y ESCUELA DE PETROLEOS (EPN), Realizado: 28 y 29 de Septiembre del 2011.
- ✓ **CURSO DE AUTOCAD 3D**, Dictado: Ing. Patricio Sosa, Duración: 30 horas, Lugar: Universidad Central del Ecuador - Área de Capacitación Informática.
- ✓ **I SEMINARIO DE FLUIDOS DE PERFORACION Y CONTROL DE SOLIDOS**; Duración: 5 horas; Realizado: 11 Octubre de 2011
- ✓ **JORNADAS TECNICAS HALLIBURTON**; Duración: 24 horas; Realizado: 20, 21 y 22 Junio 2012

## **PROYECTO DE TESIS:**

---

### **TEMA:**

Optimización de la producción de crudos pesados mediante Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva en el campo Fanny.

### **EMPRESA:**

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL  
HIDROCARBURIFERO (ARCH)

### **PERIODO DE DESARROLLO:**

Diciembre-2012 @ Mayo-2013

## **VARIOS:**

---

### **MANEJO DE SOFTWARE:**

- ✓ PIPESIM: Análisis Nodal, Análisis de redes.
- ✓ SURFER: “Elaboración de mapas”.
- ✓ OFM: “Realiza los pronósticos de producción”.
- ✓ MICROSOFT OFFICE (WORK, EXCEL, POWERPOINT). INTERNET EXPLORER (Navegación de páginas web, correo electrónico, etc.)

## **PRACTICAS PRE-PROFESIONALES DE CAMPO**

---

<b>EMPRESA:</b>	DYGOIL CONSULTORÍA Y SERVICIOS PETROLEROS CIA LTDA.
<b>PERIODO DE PRACTICAS:</b>	1al 30 de Agosto 2011
<b>DURACIÓN:</b>	240 horas
<b>ACTIVIDADES:</b>	
✓ <b>FECHAS: 1 al 15 de Agosto del 2011</b>	Operaciones de cable de acero (WIRELINE) Lugar: Campo Sacha
✓ <b>FECHAS: 16 al 30 de Agosto del 2011</b>	Operaciones de WORKOVER Lugar: Campo Sacha

También en el área de seguridad industrial y protección del medio ambiente (HES)

## **REFERENCIAS PERSONALES**

---

- ✓ **Ing. César Ruiz; 0994324935; Ingeniero en Petróleos**  
Catedrático de la FIGEMPA.
- ✓ **Ing. Marco Pérez; 0991040256 Ingeniero en Petróleos**  
Catedrático de la FIGEMPA

**(CURRICULUM VITAE)**

**EDISON JAVIER MURMINACHO CHIPANTASIG**



**DATOS PERSONALES:**

**LUGAR DE NACIMIENTO:** Quito - Pichincha  
**FECHA DE NACIMIENTO:** 4 de Marzo de 1988  
**EDAD:** 24 Años  
**ESTADO CIVIL:** Soltero  
**NACIONALIDAD:** Ecuatoriana  
**C.I.:** 1721887915  
**E-mail:** edison\_ipe@hotmail.com  
edison\_doblea@yahoo.es  
**RESIDENCIA:** Ciudad Mitad Del Mundo, Pucara y Museo Solar N3-49  
**CELULAR:** 0984944255 - 0997375337

**ESTUDIOS:**

**Estudios Primarios:** Unidad Educativa Técnica Experimental Mitad del Mundo (UETEMM)  
**Estudios Secundarios:** UETEMM – Colegio Pomasqui  
**Especialidad:** Físico Matemático  
**Título obtenido:** Bachiller en Ciencias **Nota:** 19/20  
  
**Estudio de tercer nivel:** Universidad Central del Ecuador  
Facultad de Ingeniería en Geología, Minas Petróleos y Ambiental (FIGEMPA)  
**Especialidad:** Ingeniería en Petróleos

**PROYECTO DE TESIS:****TEMA:**

Optimización de la producción de crudos pesados mediante Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva en el campo Fanny.

**EMPRESA:**

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL  
HIDROCARBURIFERO (ARCH):

- Coordinación de Exploración y Producción
- Área de Reservorios-Área de Producción-Área de Geología

**PERIODO DE  
DESARROLLO:**

Diciembre-2012 @ Mayo-2013

**PRACTICAS PRE-PROFESIONALES DE CAMPO:****EMPRESA:**

DYGOIL CONSULTORÍA Y SERVICIOS PETROLEROS CIA  
LTDA.

**PERIODO DE  
PRACTICAS:**

1al 30 de Agosto 2011 (240 horas)

**ACTIVIDADES:**

Operaciones de WORKOVER en el campo SACHA  
Operaciones de WIRELINE en el campo SACHA, DRAGO, y  
SHUSHUFINDI

**PASANTIAS PRE-PROFESIONALES:****EMPRESA:**

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL  
HIDROCARBURIFERO (ARCH)  
Coordinación de Exploración y Producción  
Área de Reservorios

**PERIODO:**

Noviembre-Diciembre del 2012

**ACTIVIDADES:**

- Análisis de solicitudes de tazas de producción
- Análisis de solicitudes de cambio de zonas de producción
- Análisis y cálculos de Reservas.
- Análisis de proyectos de Inyección y Reinyección de agua.
- Manejo de software -OIL FIELD MANAGER (OFM)
- Manejo de software -PIPE SIM
- Manejo de software -TECHLOG
- Manejo de software -PETREL
- Manejo de software -ORACLE

**IDIOMAS:****Inglés:**

Nivel: Intermedio  
Nivel: Avanzado (En curso)

**Francés:**

Nivel: Básico

**CONOCIMIENTOS Y MANEJO DE SOFTWARE:**

- OFM.

- ORACLE 9i
- PETREL
- PIPE SIM
- TECHLOG
- ECPLIPCE
- SURFER
- AUTOCAD
- MICROSOFT OFFICE.
- INTERNET EXPLORER

### **CURSOS TECNICOS DE CAPACITACIÓN:**

- Oil Field Manager (OFM); **Por:** Schlumberger  
**Lugar:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH); **Duración:** 22-23 de Abril del 2013; 16 Horas.
- Pipe Sim, **Por:** Schlumberger; **Lugar:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH); **Duración:** 29-30 de Abril del 2013; 16 Horas.
- Techlog, **Por:** Schlumberger; **Lugar:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH); **Duración:** 6-7 de Mayo del 2013. 16 Horas.
- Eclipse, **Por:** Schlumberger; **Lugar:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH); **Duración:** 15-16 de Mayo del 2013; 16 Horas.

### **SEMINARIOS:**

- Seminario taller **“USO DE LA INFORMACION CONTENIDA EN LAS PATENTES DE INVENCION PARA LAS ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN”**  
**Por:** Universidad Central del Ecuador - Facultad de ingeniería química.  
FIGEMPA  
4-5 de abril 2012.
- Seminario **“INTEGRIDAD DE TUBERIAS”**  
**Por:** REPSOL YPF  
8 DE DICIEMBRE DEL 2011.
- **SEMINARIO DE FLUIDOS DE PERFORACION Y CONTROL DE SOLIDOS**  
**Por:** Qmax Ecuador S.A  
Universidad central del ecuador - FIGEMPA  
11-12 Octubre del 2011.
- **ENCUENTRO DE PETROLEO- ECUADOR 2010,**  
**Por:** ESCUELA DE PETRÓLEOS- EPN,  
22-24 de Noviembre del 2010.

- **JORNADAS TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO Y FORO DE CONTROL DE AGUA.**  
**Por:** BAKER HUGHES,  
15 al 17 de Noviembre del 2011.
- **II ENCUENTRO DEL PETROLEO-ECUADOR 2011**  
**Por:** EP-PETROECUADOR Y ESCUELA DE PETROLEOS (EPN)  
28 y 29 de Septiembre del 2011.
- **I CONGRESO TECNICO SCHLUMBERGER,**  
**Por:** SCHLUMBERGER,  
2 y 3 de Junio del 2010.
- **WORKSHOP DE SIMULACION DE RESERVORIOS Y MODELAMIENTO GEOLOGICO (PETREL Y ECLIPSE).**  
**Por:** ESCUELA DE PETROLEOS (UCE) – SPE (FIGEMPA),  
Junio del 2011 con duración de 16 horas.
- **OPTIMIZACION DE LA EXPLOTACIÓN E INCREMENTO DE LA RECUPERACION DE CRUDO SOBRE LA BASE DEL MODELO GENETICO ESTRUCTURAL DE LOS YACIMIENTOS,**  
**Por:** ESCUELA DE PETROLEOS-FIGEMPA  
26 de Octubre

#### **REFERENCIAS PERSONALES:**

**Ing. Iván Bedoya:** Gerente de operaciones DYGOIL; Catedrático de la FIGEMPA;  
Celular: 0995291478

**Ing. Cesar Ruiz:** Gerente de Exploración Y Producción; EPP PETROECUADOR;  
Catedrático de la FIGEMPA.